

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO**



**PROBLEMAS DE CORROSION EN POZOS
DE PETROLEO Y SU SOLUCION**

**TITULACION POR ACTUALIZACION DE
CONOCIMIENTOS PARA OPTAR EL
TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO DE
PETROLEO**

**ELABORADO POR:
ABELARDO MALPICA VELIZ
PROMOCION 1973-1**

**LIMA-PERU
2004**

TEMARIO

“PROBLEMAS DE CORROSION EN POZOS DE PETROLEO Y SU SOLUCION”

1.-Sumario

2.-Fundamentos teóricos del proceso de la corrosión en pozos de petróleo

- 2.1.-Proceso de la corrosión y su clasificación
- 2.2.-Causas y tipos de corrosión
- 2.3.-Detección y medida del rate de corrosión
- 2.4.-Control de la corrosión

3.-Herramientas de evaluación de revestimientos con problemas de corrosión

- 3.1.-Herramientas mecánicas de calibración (Mechanical caliper)
- 3.2.-Herramientas electromagnéticas
- 3.3.-Herramientas ultrasónicas

4.- Resane de Forros con problemas de corrosión y desgaste del espesor de pared empleando las siguientes técnicas

- 4.1.-Aislamiento con dos empaques (**Scab Liner**)
- 4.2.-Aislamiento con extensión de la lana de producción (**Tie Back**)
- 4.3.-Aislamiento con tubulares expandibles (**Casing ExPatch**)
- 4.4.-Tapón balanceado de cemento

5.- Solución de Pozos con problemas de colapso y forros corroídos.

- 5.1.-Historia del pozo
- 5.2.-Información del pozo
- 5.3.-Programa de trabajo
- 5.4.-Trabajos realizados
- 5.5.-resultados obtenidos

6.-Análisis económico

- 6.1 Comparación de costos y evaluación económica

7.-Conclusiones y recomendaciones

8.-Apéndice adjuntos (Herramientas, registros de corrosión, gráficos)

CAPITULO I

SUMARIO

Un pozo de petróleo durante su vida productiva es sometido a una serie de intervenciones tanto mecánicas como químicas con la finalidad de mejorar su índice de productividad.

Estas intervenciones pueden ser con el objeto de limpiar los forros de sólidos acumulados, tratamientos químicos a una formación productiva, tomar registros eléctricos, incrementar o reducir intervalos punzados, aislar intervalos abiertos mediante tapones mecánicos o de cemento, cambio de instalación, etc.

Durante estas intervenciones, es necesario primeramente controlar el pozo empleando un fluido de trabajo (Workover fluid) el cual es básicamente agua salada con aditivos (bactericida, secuestrante de oxígeno, surfactante, etc.).

Asimismo para tener el pozo calibrado y limpio se emplean brocas, rascadores, molinos, string mill, water mellon, zapatos rotatorios, tubos lavadores, ensanchadores de revestimiento, martillos hidráulicos, etc. los cuales al estar en contacto con los forros producen un desgaste en el metal por efecto del trabajo mecánico realizado, ocasionando huecos, debilitamiento de los forros o se produzca una corrosión química ó electroquímica por efecto del fluido del reservorio o del fluido de trabajo (Workover fluid).

Para determinar el estado en que se encuentran los forros será necesario hacer una evaluación utilizando herramientas especiales las que nos proporcionaran las informaciones necesarias, tales como diámetro interno, diámetro externo, espesor de pared, ovalización, colapso, corrosión, hueco, etc.

Una vez evaluado e interpretado las informaciones del registro eléctrico se procederá a resanar la zona dañada. Para resanar los revestimientos dañados o corroídos existen una serie de procedimientos, siendo los más comunes las siguientes técnicas o procedimientos que detallamos a continuación:

- **AISLAMIENTO CON EMPAQUES (SCAB LINER):** Consiste en aislar la zona dañada utilizando dos empaques (**Packer**) conectados entre ellos por tuberías de producción de menor diámetro que el forro. En este espacio anular se deja un fluido de empaquetamiento con aditivos que minimizaría cualquier ataque por corrosión (secuestrante de oxígeno, bactericida y surfactante).

- **EXTENSION DE LA LAINA (TIE BACK):** Consiste en aislar el forro en la zona dañada, ampliando la lana hasta cubrir la zona con problema. Esta ampliación puede ser hasta superficie o un tramo corto (Short tie Back). Esta ampliación de la Lana es luego cementada.

- **AISLAMIENTO CON CONEXIÓN TUBULAR EXPANDIBLE (CASING EXPATCH):** Consiste en bajar un sistema tubular expandible hidráulicamente el cual cubrirá la zona dañada. Este sistema tiene dos colgadores expandibles (tope y fondo) que se utilizan para fijar y anclar el sistema expandible de parche de metal al revestimiento y sellar el espacio anular. Este sistema tubular tiene un espesor máximo de $\frac{1}{4}$ de pulgada en toda su longitud y permite cubrir selectivamente intervalos de tubería de revestimiento que están erosionados, perforados o corroídos. La instalación y la expansión se realiza en un solo viaje con un sistema de funcionamiento hidráulico, que es independiente de la inclinación del pozo o de la aplicación de tensión/peso. La expansión es de arriba hacia abajo. El sistema de expansión incluye un pistón hidráulico equipado con un cono de expansión, una vez en profundidad, el pistón es activado hidráulicamente y este empuja el cono, expandiendo el sistema tubular en toda su longitud. La

carrera del pistón es de 5 pies y requiere de una presión máxima de trabajo de 5000 PSI.

- **TAPON BALANCEADO DE CEMENTO:** Consiste en colocar un tapón balanceado de una mezcla de cemento frente a la zona dañada y luego forzar el cemento hasta obtener una presión de cierre y obturar el hueco o zona dañada. Después de esperar el tiempo de fraguado del cemento se molerá todo el cemento. Este método solo es aplicable si la corrosión o la zona dañada del forro es corta y puntual.

CAPITULO II

FUNDAMENTO TEORICO DEL PROCESO DE LA CORROSION EN POZOS DE PETROLEO

2.1.- PROCESO DE LA CORROSION Y SU CLASIFICACION

La corrosión es definida como el ataque destructivo de un metal debido a la reacción química o electroquímica que ocurre al entrar en contacto con el medio ambiente.

Los mecanismos de la corrosión metálica son numerosos y variados. Es una práctica común hacer una clasificación según el medio en que se desarrolla o según la forma en que se presenta.

CLASIFICACION SEGÚN EL MEDIO EN QUE SE DESARROLLA

La clasificación según el medio en que se desarrolla, estudia los mecanismos de ataque y a este grupo pertenece la corrosión química y la corrosión electroquímica.

Corrosión química:

Se estudia bajo esta denominación a todo los casos en que el metal reacciona con el medio no iónico.

Los cinco diferentes mecanismos que contribuyen a la corrosión química son los siguientes:

- Ataque directo de la química
- Ataque de sulfuro de hidrogeno (H₂S)
- Ataque de dióxido de carbono (CO₂)
- Ataque de Oxigeno (O₂)
- Ataque bacterial.

Corrosión electroquímica:

Este tipo de corrosión ocurre con la participación de los **iones** metálicos en un medio electrolítico. A este importante grupo pertenece la corrosión en soluciones salinas y agua de mar, la corrosión atmosférica, la corrosión en suelos, etc.

Para que se produzca una corrosión electroquímica es necesario que exista:

- (1) Un ánodo
- (2) Un cátodo
- (3) Electrólisis
- (4) Conexión externa.

El ánodo y el cátodo son llamados electrodos. El ánodo es la porción de la superficie metálica que es corroído, este es la zona donde el metal se disuelve o entra en solución. Cuando el metal se disuelve, el átomo del metal pierde electrones y entra en solución como un ion. Esta pérdida de electrones es llamado oxidación.

El cátodo es la porción de la superficie metálica que no se disuelve. Las reacciones en el área de ánodos produce electrones y las reacciones en el área de cátodos consume electrones. El flujo de la corriente eléctrica permite conducir los electrones de un punto hacia otro punto lugar donde se producirá el proceso de corrosión electroquímica.

El elemento electrolítico es el agua. El agua pura es un elemento pobre electrolíticamente, pero su conductividad eléctrica aumenta rápidamente con la adición de sales disueltas. El cuerpo del metal sirve como una conexión externa.

CLASIFICACION SEGÚN LA FORMA EN QUE SE PRESENTA

Según la forma en que se presenta la corrosión esta puede ser clasificada como:

Corrosión Uniforme

Es la forma más benigna de corrosión. El ataque se extiende en forma homogénea sobre toda la superficie metálica, y su penetración media es igual en todos los puntos.

Corrosión Galvánica

Esta corrosión ocurre cuando dos metales de diferente metalurgia están sumergidos en un electrolito (agua salada). Uno de los dos metales puede tener una alta tendencia de liberar iones dentro de la solución salina y comenzar el proceso de oxidación.

Corrosión por Picadura

Este tipo de corrosión es un ataque extremadamente localizado el cual da como resultado huecos en el metal. El picado de metales es consecuencia de una acidificación localizada en la interfase metal-solución. Durante el picado, el ataque se localiza en puntos aislados de superficie metálica, y se propaga hacia el interior del metal, formando túneles microscópicos.

Corrosión Ínter granular

Se presenta como una franja estrecha de ataque que se propaga a lo largo de los límites de grano. Este ataque se extiende hasta inutilizar el material afectado.

Corrosión por Fisura

Conocida también como corrosión bajo tensión. Puede presentarse cuando un metal está sometido simultáneamente a la acción de un medio corrosivo y a tensiones mecánicas de tracción. Se forma fisuras que pueden ser transgranulares o ínter granulares y que se propagan hacia el interior del metal, hasta que las tensiones se relajan o el metal se fractura. La velocidad de propagación puede oscilar en general entre 1 y 10 mm/h.

Corrosión por erosión

El pasaje de un fluido a alta velocidad, y la turbulencia creada sobre la superficie del metal, producen mecánicamente una erosión en el metal lo cual trae como consecuencia una aceleración en los mecanismos de la corrosión.

2.2. -CAUSAS Y TIPOS DE CORROSION

La principal causa de la corrosión es la presencia de dióxido de carbono, sulfuro de hidrogeno y oxígeno (CO₂, H₂S, O₂) tal como nos indican las estadísticas y los análisis de fallas que se han realizado en muestras de metales corroídos.

En la ausencia de CO₂, H₂S y O₂, el agua generalmente no es corrosiva a temperaturas normales de campo. Desafortunadamente uno o más de estos gases están siempre presentes en cantidades variables en los campos de petróleo.

En forma práctica podemos considerar los siguientes tipos de corrosión que ocurren en pozos de producción de Gas y Petróleo:

Dióxido de Carbono o Corrosión Dulce

Ocurre este tipo de corrosión como consecuencia de la presencia de dióxido de carbono (CO₂). El carbón se disuelve en el agua para formar dióxido de carbono. La solubilidad es directamente proporcional a la presión e inversamente proporcional a la temperatura.

La corrosión con el CO₂ puede ser muy rápido siempre y cuando la presión parcial del CO₂ sea muy alta. Cuando pequeñas cantidades de agua están condensadas o son producidas, se forma una película de agua en la superficie de los tubos. La difusión del CO₂ a través de ésta película para corroer la superficie del metal es muy rápido bajo éstas condiciones.

Sulfuro de Hidrógeno o corrosión ácida

Dos tipos de daños pueden ocurrir en sistemas que contienen sulfuro de hidrógeno: Pérdida del peso en la corrosión y el daño inducido por el hidrógeno el cual puede tomar la forma de una superficie levantada o una rajadura. La

formación de sulfuro de hierro en una superficie metálica es indicativo que el sulfuro de hidrógeno está atacando.

Corrosión por Oxígeno

El oxígeno disuelto en el agua causa una rápida corrosión. La corrosión por oxígeno en pozos de producción es generalmente causada cuando el aire entra al espacio anular (forros - tubos). En un sistema de inyección de agua el aire puede entrar al fluido por numerosos lugares (punto de succión de las bombas y los tanques abiertos).

Corrosión por celdas de aireación

Ataques de corrosión ocurrirán cuando el metal esta expuesto a variaciones en el medio ambiente. Esto es un factor para que ocurran muchas pérdidas del metal que se encuentran bajo tierra. Algunos ejemplos son las tuberías que pasan a través de diferentes terrenos contaminados, los forros de los pozos que penetran estratos de diferente composición o líneas de flujo corroídas que se abandonaron conteniendo agua salada.

Corrosión por Erosión

La corrosión es reducida en algunos casos por películas que se forman en la superficie de los metales. Estas películas pueden ser películas de óxido, producto de corrosión adherente, o inhibidores. Si tales películas son parcialmente removidas o destruidas la localización de la corrosión dará resultados. Alta velocidad o flujo turbulento de gases y fluidos con sólidos suspendidos, mecánicamente removerán éstas superficies delgadas e incrementará la tasa de corrosión.

Corrosión por ataque de Bacteria

En el campo el petróleo típicamente puede contener algunas cantidades de bacterias. Estas pueden ser separadas en dos grupos:

- (1.) Bacteria aeróbica - cuando el oxígeno está presente en el agua, y

(2.) Bacteria anaeróbica - cuando el oxígeno no está presente.

Estas bacterias obtienen energía de los componentes de los sulfatos orgánicos que están presentes en el pozo o en la inyección de fluidos. Este problema frecuentemente sucede cuando se inyecta un fluido frío diferente al del reservorio, creando condiciones favorables para la población de bacteria anaeróbicas.

Corrosión por reacción química o atmosférica

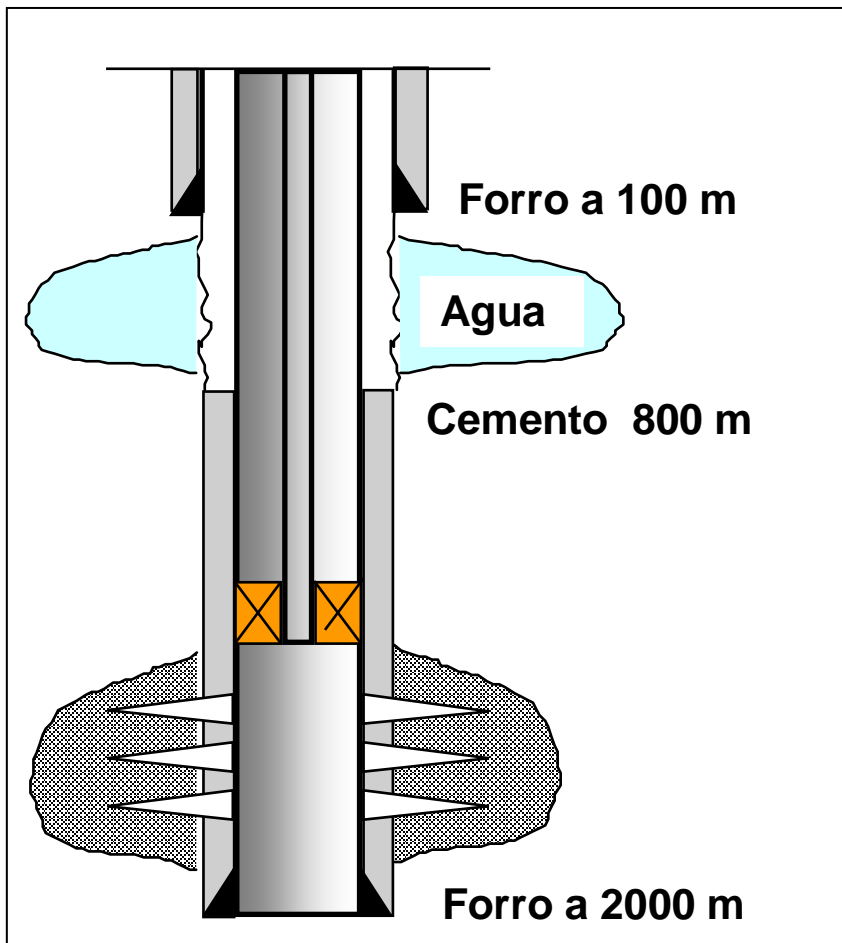
El moho del hierro es un elemento esencial en la oxidación y es así como en forma lógica se concluye que es el oxido el actor principal en la reacción química que da como origen al moho. El agua no tiene que estar presente en forma líquida para fomentar la corrosión atmosférica, el aire con humedad relativa entre 50% y 100% produce una corrosión rápida del hierro y del acero. En el aire con humedad relativa menor que los 50% el moho toma cuerpo rápidamente. En general la corrosión aumenta cuando la humedad crece. La sal licuada que puede contener el aire es un excelente conductor de electricidad las que crean condiciones ideales para la acción electroquímica. Esto pues explica porque la espuma del agua de mar que contiene una alta concentración de cloruro de sodio (NaCl) junto con el cloruro de magnesio licuado produce el moho muy rápido en las cercanías marinas.

Corrosión por reacción electroquímica o por inmersión

Según la definición esta reacción esta asociada con el flujo de la corriente eléctrica o la transferencia de electrones en áreas de distinto potencial eléctrico. Este tipo de corrosión ocurre cuando un metal con diferente potencial es sumergido en un fluido electrolítico (agua salada) produciéndose una reacción electroquímica por efecto del flujo de la corriente eléctrica o transferencia de electrones.

La **Fig 2.1** muestra un revestimiento sin cemento y en contacto con el agua de formación, el cual se ha corroído por el incremento del esfuerzo tensional del revestimiento por una pobre cementación y por estar expuesto al agua de formación.

CAUSAS DE CORROSION EN UN POZO



CAUSAS DE CORROSION

- **Fluidos corrosivos** (fluido de formación y fluido de completación)
- **Pobre cementación del Forro** (contacto con el fluido de formación y incremento del esfuerzo tensional)
- **Anomalías del metal** (uniones)
- **Abrasión** (alta producción de fluidos y sólidos, rozamiento de la tubería de perforación y herramientas de limpieza).
- **Ataque de CO₂, H₂S, O₂, Bacterias**

Fig.2.1 Muestra un revestimiento corroído frente a una zona acuífera (proceso de corrosión electroquímica).

2.3.- DETECCION Y MEDIDA DE LA CORROSION

La corrosión puede ser prevenida y reducida si el medio ambiente es reconocido. Una detección temprana de la corrosión activa y la identificación de las fuentes que causan la corrosión mediante inspecciones visuales, pruebas químicas, bacteriológicas o electroquímicas pueden ser usadas para controlar y reducir el régimen de corrosión.

Pruebas Química

El tipo y la cantidad de gases ácidos, oxígeno disuelto en el agua, sólidos suspendidos en el fluido, se pueden determinar por pruebas químicas. Los resultados nos indicaran el tipo de corrosión que se esta produciendo. Análisis de hierro disuelto pueden indicar la severidad de la corrosión en el fondo del pozo.

Pruebas de Bacteria

La mayoría de los campos de petróleo que producen agua contienen bacterias aeróbicas o anaeróbicas por lo que un análisis bacteriológico nos determinara el tipo de bacteria y el bactericida que se debe usar adecuadamente. Sulfatos reducidos, bacterias anaeróbicas que asimilan sulfato en el agua para producir sulfuro de hidrógeno, son la causa principal de la corrosión por bacteria en las operaciones de producción.

Pruebas Electroquímicas

Estas son usadas para chequear las líneas de superficie, los forros de los pozos u otra estructura de metal.

MEDIDAS DEL RATE DE CORROSION

Cuando se detectan los elementos y mecanismos que generan la corrosión, el próximo paso es determinar la velocidad de corrosión. La medida de la velocidad de corrosión es usualmente hecha en tiempos largos porque pruebas simples no dan valores reales de los daños

Cuatro procedimientos se usan generalmente para evaluar la corrosión y estas son: Inspección visual, pruebas de velocidad de corrosión, pruebas químicas, y el empleo de herramientas especiales.

Para determinar el rate de corrosión se usan una serie de técnicas, siendo las más comunes las inspecciones visuales y las que se realizan utilizando herramientas electromagnéticas, ultrasónicas y mecánicas (caliper).

Inspección Visual

Los equipos fuera de servicio tienen que ser inspeccionados visualmente para determinar el daño sufrido por efecto de la corrosión.

Medidas con Herramientas mecánicas, electromagnéticas y ultrasónicas

Existen herramientas que nos permiten detectar áreas con pérdida de metal, huecos, roturas, fisuras verticales, picaduras, diámetros internos, espesor de tubería remanente, anomalías debido a la corrosión y abrasión y cambios en la geometría del revestimiento (ovalización).

Las herramientas mecánicas, electromagnéticas y ultrasónicas son corridas con cables eléctricos.

2.4.- CONTROL DE LA CORROSION

Siendo la corrosión el deterioro de los materiales (aceros, latones, bronce, aceros inoxidable, aleaciones de aluminio, aleaciones de titanio, etc) por la acción del medio en que se usan y siendo un problema bien complejo ya que se ha comprobado mediante estudios hechos en numerosos países que los perjuicios causados por la corrosión equivalen del 1.5 al 3.5% del producto bruto, los técnicos en corrosión se ven en la necesidad de predecir el comportamiento a largo plazo de los materiales basándose en ensayos relativamente breves.

Generalmente es imposible o muy caro anular la corrosión. La corrosión puede seguir un proceso a un rate aceptable si la economía proyectada para disminuir la corrosión es menor que el costo del control de la corrosión.

Hay una variedad de caminos para controlar y/o minimizar la corrosión en las operaciones de petróleo y esto involucra el uso de materiales y equipos con una aleación especial y resistente a la corrosión, diseño de ingeniería en los procesos de producción, uso de inhibidores, removedores de gases corrosivos, protección catódica y uso de materiales no metálicos.

Actualmente para contrarrestar el efecto de la corrosión se están empleando metales con una aleación especial y programas anticorrosivos costosos con químicas inhibidoras que minimizan la velocidad de corrosión y el daño de los forros en el fondo del pozo.

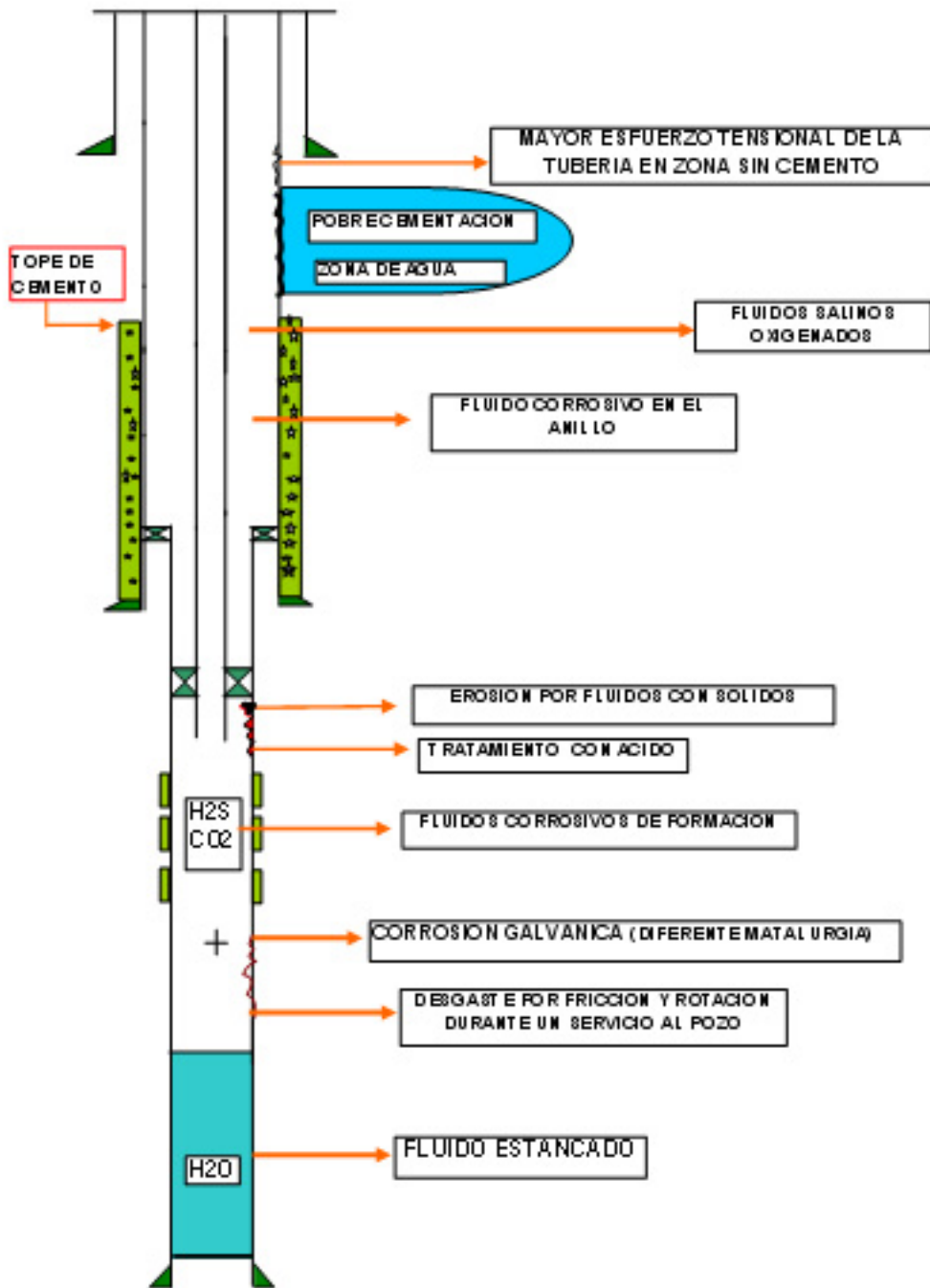
Metales y Aleaciones.- El hierro y el acero son los metales más comunes usados en la Industria del petróleo debido a su bajo costo, fácil fabricación, y su dureza. Sin embargo hay numerosas aplicaciones donde predomina el uso de aleaciones y con recubrimientos especiales por ser más resistentes a la corrosión. Hoy día se construye reactores nucleares, de una vida útil estimada en 30 años usando aleaciones desarrolladas hace no más de cinco años.

Inhibidores.- Los problemas de la corrosión pueden evitarse mediante una adecuada selección de materiales, diseños y técnicas de fabricación. Sin embargo, suele ocurrir que en numerosas aplicaciones es más económico modificar el medio corrosivo que el material. Esto es particularmente cierto cuando el medio corrosivo tiene poco volumen o cuando se trata de una situación temporal.

Se cuenta con gran variedad de inhibidores, dependiendo del proceso de corrosión que se desee inhibir.

La Fig. 2.2 muestra un pozo de petróleo con los elementos principales que originan una corrosión o daño en el revestimiento

FIG. 2.2: CAUSAS PRINCIPALES QUE ORIGINAN UNA FALLA EN EL REVESTIMIENTO DE UN POZO DE PETROLEO (MECANISMO DE CORROSION)



CAPITULO III

HERRAMIENTAS DE EVALUACION DE REVESTIMIENTO CON PROBLEMAS DE CORROSION

Una vez que el pozo es controlado y matado con el fluido de trabajo (Workover fluid) se procede a recuperar la tubería de producción. El trabajo de Workover comienza con el acondicionamiento de los forros y la corrida de los registros de corrosión. En general los resultados de muchos de estos registros son tratados de una manera cualitativa, esto es debido al gran numero de variables que gobiernan los principios físicos de medida de cada herramienta.

Para inspeccionar y determinar el estado en que se encuentran los forros en un pozo de petróleo, existen una variedad de herramientas que permiten identificar los diversos daños causados en los forros durante la etapa de perforación y las operaciones de producción.

Los daños más comunes de los forros o revestimiento pueden ser causados por:

- Adelgazamiento del espesor del forro por efecto de la rotación y reciprocación de la tubería de perforación y por el movimiento reciprocante de las varillas de la unidad de bombeo mecánico.
- Forro partido como resultado de la falla de las roscas
- Aplastamiento de los forros causados por las uñas de las tenazas hidráulicas durante el enroscado.
- Erosión causada por la turbulencia del fluido producido.
- Estallido o rebentamiento de los forros en forma de rajadura vertical como un resultado de una excesiva presión. El desgaste interno, erosión y corrosión pueden contribuir al estallido de los forros.
- Corrosión causado por el agua producida, por ataque de CO₂, H₂S, O₂, trabajos de acidificación, rascado del recubrimiento de la tubería y corrosión electroquímica.

- Huecos tan pequeños como 1/2" de diámetro debido a la corrosión, erosión y baleos.

Tres familias de herramientas son las que nos permiten detectar el estado en que se encuentran las tuberías y estas son:

3.1.-HERRAMIENTAS MECANICAS DE CALIBRACION (MECHANICAL CALIPER

Las herramientas mecánicas de calibración (Mechanical Caliper) son usados para medir la variación del diámetro interno y evaluar la geometría de la tubería. Consisten básicamente de un conjunto de brazos o tentáculos con resortes cargados (spring-loaded) que tocan o palpan interiormente y que se mueven a lo largo de la superficie interna de la tubería. La herramienta mecánica mas común es la de calibración de múltiples brazos (**Multi Arm Caliper o Multi Finger Caliper**).

EI CALIPER DE MULTIBRAZOS (MULTIFINGER CALIPER - MFC): Esta herramienta mide con precisión el diámetro interno y condiciones de las mismas. Para lograr esta información, la herramienta está equipada con brazos múltiples, debidamente centralizados y que miden continuamente los diámetros máximos y mínimos de la pared interior de la tubería. Esta herramienta tiene secciones intercambiables con 36, 60 y 72 brazos que cubren las tuberías en el rango de 7" a 13 3/8" de diámetro. Cada brazo puede mover el activador de diámetro máximo o mínimo. El movimiento de cada uno de estos activadores se convierte en variaciones de frecuencia y que se transmiten simultáneamente a superficie. La operación de abrir y cerrar los brazos se pueden realizar cuantas veces sean necesarias a través de controles en superficie y detectar fallas que son más pequeñas que la separación entre los extremos de los brazos. Para tuberías de menor diámetro se tiene el **TGS** (Tubing Geometry Sonde) con 16 brazos intercambiables que cubren tuberías en el rango de 2 7/8" a 7" de diámetro.

Estas herramientas de multibrazos son corridas con cable eléctrico y dan una buena información del diámetro interno del revestimiento.

3.2.-HERRAMIENTAS ELECTROMAGNETICAS

Las herramientas electromagnéticas usan la inducción magnética del campo con el metal de la tubería para medir el espesor, diámetro y detectar irregularidades en la superficie interior y exterior de la tubería. Las medidas son afectadas por el magnetismo y propiedades eléctricas de la tubería. La medida se efectúa creando un campo electromagnético que induce corriente eléctrica en la tubería. El campo electromagnético generado por las corrientes inducidas responde a los cambios físicos que puede existir en la tubería ,como espesor, diámetro , permeabilidad magnética del acero. Con estas herramientas se pueden detectar huecos tan pequeños como 0.5” y espesor de tubería a partir de 0.01”.

Entre las herramientas electromagnéticas tenemos el **METT** (Multyfrequency Electromagnetic Thickness Tool) que mide el diámetro interno, espesor y propiedades del forro y el **PAL** (Pipe análisis Log Tool) que tiene 12 set de almohadillas ordenadas arriba y debajo de una antena direccional lo que permite detectar defectos tales como grietas, imperfecciones, rugosidades.

3.3.- HERRAMIENTAS ULTRASONICAS

El principio fundamental de la medición consiste en hacer “**resonar**” el espesor del revestimiento mediante una excitación provocada por la emisión de pulsos ultrasónicos. La presencia de cemento detrás del revestimiento produce una rápida atenuación de la resonancia , mientras que la ausencia de cemento provoca un alargado periodo de atenuación. Las herramientas ultrasónicas usan las pulsaciones del sonido que reflejan y resuenan con las paredes del forro o revestimiento, dando informaciones de la variación del radio interno y espesor del forro y pueden evaluar también calidad del cemento.

Estas herramientas están afectadas por la atenuación del lodo y escamas o costras del forro. Estas herramientas no trabajan en pozos llenos de gas.

Entre las herramientas ultrasónicas más comunes tenemos:

1.- HERRAMIENTA DE EVALUACION DE FORROS (Casing Inspection Tool

– CIT) Usa 8 traductores iguales, espaciados en una hélice alrededor de la herramienta, dando un alcance limitado del forro. Este mide el radio interno y el espesor los cuales en forma computarizada nos da la información de la pérdida de metal del forro.

2.- HERRAMIENTA ULTRASONICA DE IMAGEN (UltraSonic Imager Tool -

USIT): Ha sido desarrollado primariamente para cubrir la imagen del cemento, con medidas simultáneas del radio y espesor del forro. Esto nos permite evaluar el desgaste y la corrosión generalizada del forro.

3.- HERRAMIENTA ULTRASONICA DE IMAGEN A HUECO ABIERTO

(UltraSonic Borehole Imager Tool–UBI): Ha sido desarrollada para imágenes de alta resolución en hueco abierto y puede ser usado para medir con precisión el diámetro interno e inspección de forros.

4.- HERRAMIENTA ULTRASONICA DE IMAGEN DE CORROSION

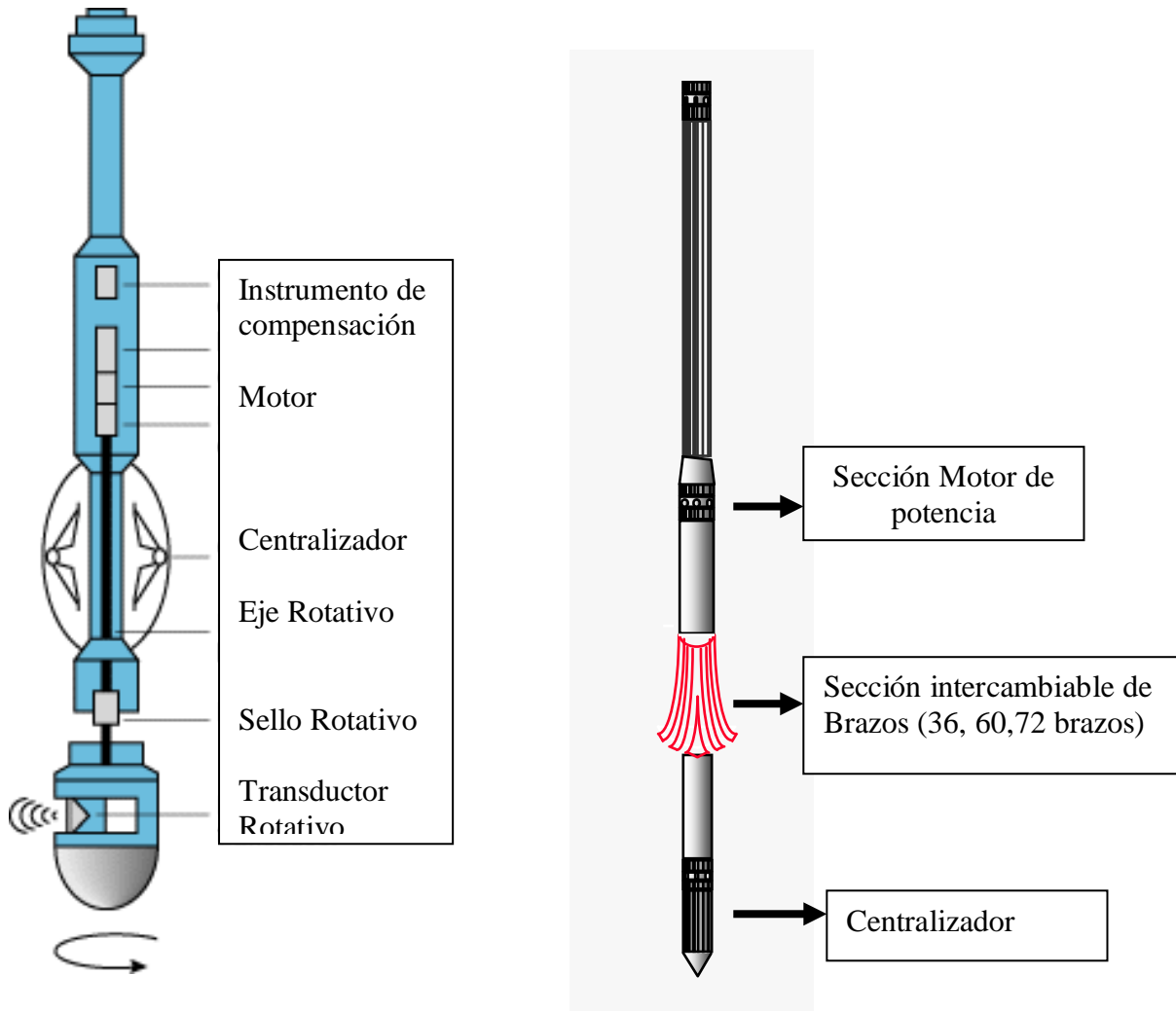
(Ultrasonic corrosión Imagen – UCI): Usa un traductor focal de alta frecuencia para medir el radio interno y el espesor del forro y detecta los daños internos y externos. Esta alta resolución permite detectar huecos tan pequeños hasta de 0.3 pulgadas de diámetro.

La FIG 3.1 y 3.2 muestran las herramientas ultrasónica, mecánica y electromagnética con sus aplicaciones y características.

La FIG. 3.3 Muestra una imagen tridimensional de corrosión Externa y hueco obtenida del registro Ultrasónico modo imagen.

La FIG 3.4 muestra un registro de corrosión ultrasónico (UCI) con canalización externa en el revestimiento y los radios internos sin variación considerable lo que indica que todo el proceso fue corrosión externa. La imagen tridimensional muestra lo que el registro UCI mostró (variación en la curva de espesor y manchas diagonales de canalización o pérdida de espesor

FIG 3.1.- HERRAMIENTA ULTRASONICA Y MECANICA DE MULTIBRAZOS (Multifinger Caliper)



Características:

Herramienta ultrasónica:

- Detectan señales de corrosión y pueden evaluar calidad del cemento
- El Transductor (emisor y receptor de señales) emite pulsos ultrasónicos la cual excita la resonancia del revestimiento dando medidas de radio interno, rugosidad, espesor, impedancia acústica del cemento.
- Probablemente es la única herramienta que muestra variaciones y detalles externos (canales, corrosión externa, picaduras)

Herramienta mecánica (Multifinger caliper o Multiarm caliper)

- Mide con precisión el diámetro interno
- El Calibrador esta equipado con brazos múltiples que miden los diámetros máximos y mínimos, los brazos se abren y se cierran mediante un motor de potencia
- Los multibrazos se pueden abrir y cerrar cuantas veces sea necesario a través de controles en superficie.
- Rango de operación: 4 ½" a 13 3/8".

HERRAMIENTA ELECTROMAGNETICA (Electromagnetic thickness Tool)

Mide

- Espesor del revestimiento
- Diámetro interno
- Relación de propiedades magnéticas/conductivas

Aplicación

- Determina la pérdida de metal interior y exterior del revestimiento
- Detecta, grietas, rajaduras.
- Huecos mayores a 2 pulgadas
- Crea un campo electromagnético que induce corriente eléctrica en la tubería y permite determinar los cambios físicos que pueda existir en la tubería o revestimiento.

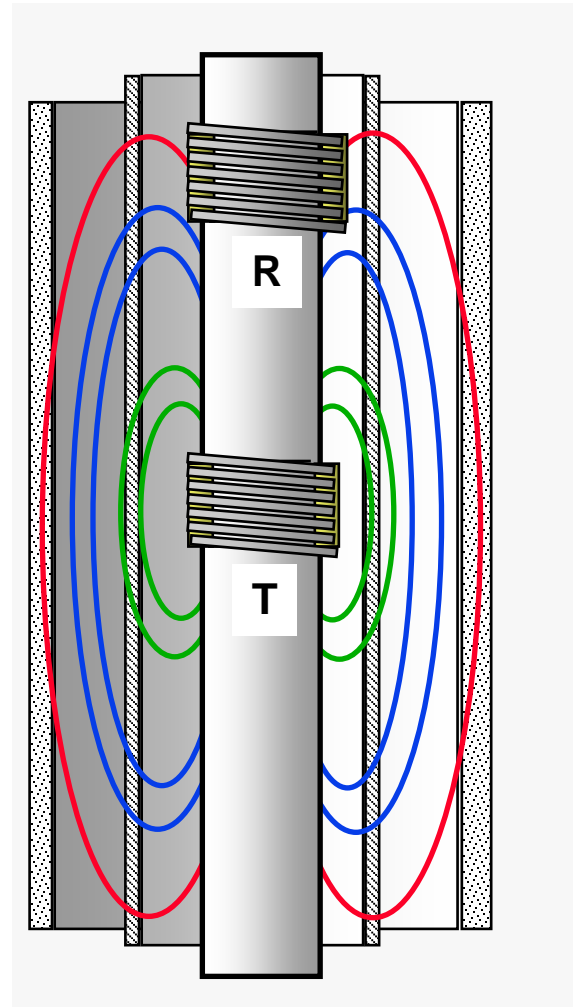


FIG 3.2: HERRAMIENTA ELECTROMAGNETICA Y SUS PRINCIPALES APLICACIONES

External corrosion and hole

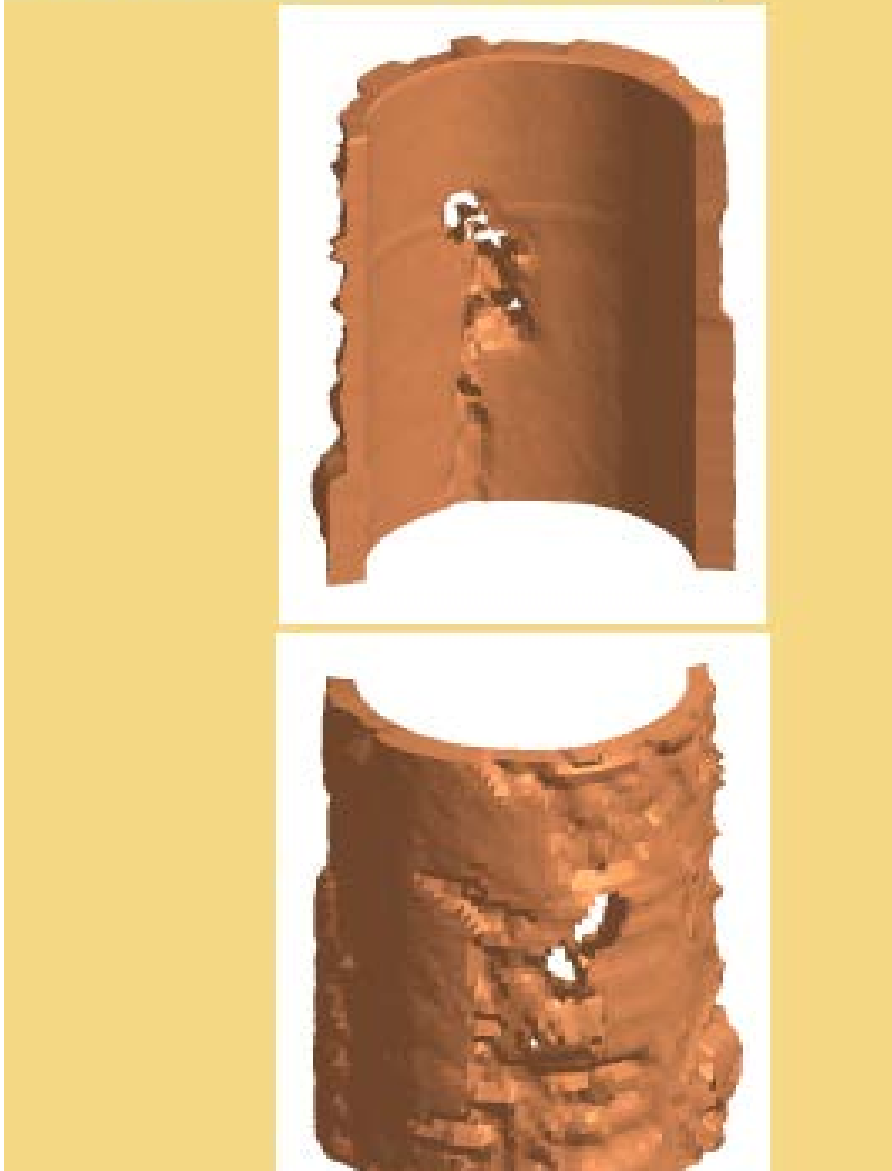
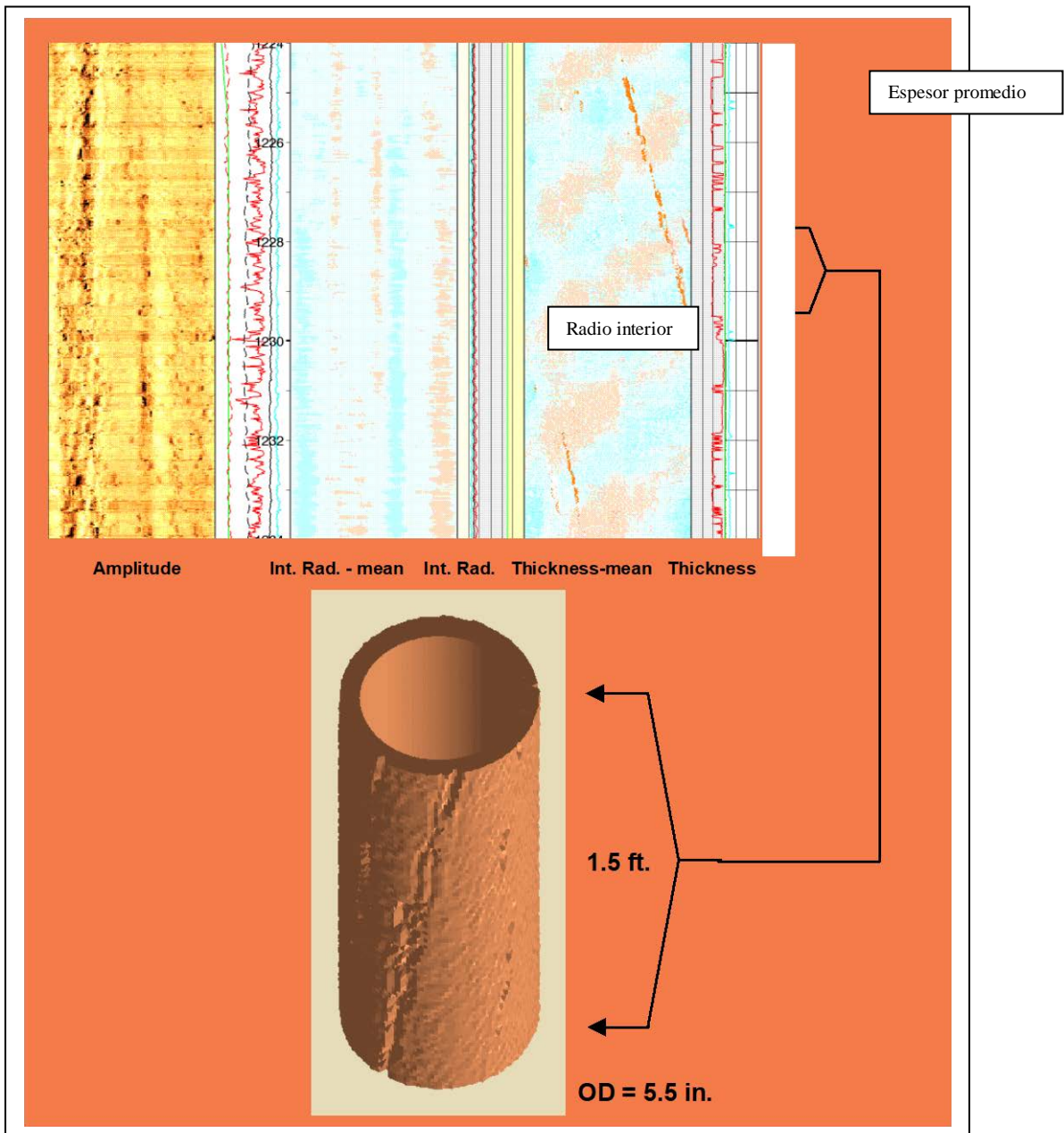


FIG. 3.3 Imagen tridimensional obtenida del registro de corrosión Ultrasonico (UCI) donde se visualiza la corrosión externa e interna. En esta profundidad el revestimiento se encuentra sin cemento y frente a una zona acuífera

FIG. 3.4 Es un registro Ultrasonico de corrosión (UCI). Muestra la tubería en buenas condiciones, excepto una canalización externa. La imagen de radio interior muestra una superficie limpia. La imagen o curva de espesor muestra variaciones y canales externos. En la imagen tridimensional se visualiza lo que el registro UCI mostró externamente. **El registro ultrasonico (UCI) es probablemente la única herramienta capaz de mostrar este detalle externo.**



Canal

CAPITULO IV

RESANE DE FORROS CON PROBLEMAS DE CORROSION Y DESGASTE DEL ESPESOR DE PARED

Un pozo de petróleo básicamente puede ser completado con los siguientes forros o revestimientos.

- **Conductora:** Es el primer hueco que se hace antes de comenzar la perforación y donde se coloca una conductora y sirve para transportar el lodo hacia el sistema de tanques durante el inicio de la perforación. La conductora puede ser solamente piloteada o cementada. Esto dependerá de las características del terreno.

- **Forros de Superficie:** Es el primer forro que se baja para aislar zonas superficiales de agua y/o instalar los preventores de reventones (Blow Out Preventor) y poder continuar con la perforación sin problemas de invasión de agua y derrumbes. La profundidad de los forros depende de la zona y litología del terreno y este forro es cementado hasta superficie.

- **Forros intermedios:** La profundidad de estos forros esta en función de la gradiente de fractura, problemas litológicos (derrumbes, presiones diferenciales, perdidas de circulación, inchamientos, etc.) y las facilidades de perforación. Estos forros normalmente no son cementados hasta superficie.

- **Forros de Producción ó Laina (Liner):** La laina es una sección de tubería que se suspende o se cuelga del forro intermedio existente en el pozo mediante un colgador. Esta sección por estar colgado del forro intermedio y cubrir la sección de la zona productiva en el hueco abierto es cementada en su longitud total.

Estos forros al estar expuestos al fluido de formación, fluidos de trabajo (workover fluid) y herramientas de acondicionamiento y limpieza sufren desgastes y debilitamiento tal como se explico en los capítulos anteriores por lo que será necesario una reparación del revestimiento.

Una vez evaluado y detectado que el forro ha sufrido un proceso de debilitamiento o perdida de espesor de pared por problemas mecánicos o por corrosión los cuales pueden originar colapsos, rajaduras, hendiduras, huecos, rotura del revestimiento, ovalización, es necesario resanar o remediar las zonas dañadas a fin de evitar una complicación mayor

Para resanar estas zonas con problemas en los forros hay una variedad de técnicas o procedimientos. Las técnicas más comunes empleadas en la industria del petróleo son las siguientes:

1.- AISLAMIENTO DEL REVESTIMIENTO CON DOS EMPAQUES (SCAB LINER)

2.-EXTENSION DE LA LAINA DE PRODUCCION (TIE BACK)

3.-AISLAMIENTO CON CONEXIÓN TUBULAR EXPANDIBLE (CASING EXPATCH)

4.-TAPON BALANCEADO DE CEMENTO

4.1.-AISLAMIENTO CON DOS EMPAQUES (SCAB LINER)

El Scab liner consiste en aislar una zona dañada, empleando dos empaques (“**packer**“) y colocando entre dichos empaques una determinada longitud de tubería de menor diámetro que el forro con problema.

Los empaques (Packer) que se emplean para aislar la zona dañada, pueden ser de tipo **permanente o recuperable**. Estos empaques pueden ser bajados y sentados con tubería y con una herramienta de asentamiento (**Setting Tool**) o con cable eléctrico.

Empaques permanentes o perforables (Permanents Paker): Existen una variedad de modelos y tipos de empaques permanentes los cuales tienen dos juegos de uñas con diferentes sentidos de orientación que se agarran al forro una vez sentados y un elemento compresible de goma sellante que se encuentra entre dichas uñas la cual impermeabiliza e impide la comunicación entre la parte superior e inferior de las gomas. Estos empaques en la parte inferior tienen una guía con rosca el cual permite enroscar extensiones de tuberías u otros componentes.

Los empaques (packer) de tipo permanente una vez sentado no pueden ser recuperados para repararlos y volverlos a usar. Todo sus componentes son perforables. Si por algún motivo se necesita sacar la empaadura tipo permanente, primeramente será necesario moler las uñas superiores y luego recuperar el resto de la empaadura con una herramienta de pesca (existen herramientas que en una sola bajada muelen las uñas de la empaadura y agarran el cuerpo permitiendo recuperar la empaadura. Estas empaaduras por su diseño son más resistentes que los recuperables (soportan más presión, tensión y esfuerzo de compresión)

Empaques recuperables: Se utiliza la presión del fluido para sentar el empaque (Packer). Para recuperarlos solo requieren la aplicación de una fuerza tensional. Al aplicar una determinada presión a la tubería sobre un elemento sellante colocado debajo de la empaadura esta actúa sobre un pistón haciendo que se rompan unos tornillos (shear pin) haciendo que las uñas se muevan sobre un cono adhiriéndose al forro activando y energizando las gomas para hacer el sello respectivo. Varias empaques (packer) pueden ser bajados y sentados selectivamente en una misma corrida de tubería.

Para sentar las empaaduras selectivamente se varia el numero de Tornillos de corte (Shear screw) que tiene cada empaque y se sentaran primeramente los empaques inferiores y luego los superiores al aplicarles los diferenciales de presión en función del numero de tornillos de corte que tiene cada empaque.

Cada shear pin o tornillo de corte se rompe con **420 PSI** de presión diferencial (Ej. un packer con 3 Shear pin se sentara con 1260 de presión diferencial)

En la **Fig. 4.1** podemos ver un típico ensamblaje de aislamiento de una zona dañada empleando dos empaques recuperables de 7" tipo FHL (**SCAB LINER**) y colocando 4 tubos de 3 ½" entre los empaques como elemento aislante .

En este ensamblaje se empleo las siguientes herramientas para cubrir y aislar la zona dañada:

- Empacadura recuperable de 7" tipo FHL con su guía de Pesca "ON OFF"
- Niple reductor de hilos o roscas (XOver)
- 4 tubos de producción de 3 ½" SEC
- Niple reductor de hilos o roscas (XOver)
- Empaque recuperable de 7" tipo FHL
- Hydro Trip Pressure Sub

Nota:

El Hydro Trip Pressure Sub es un Niple con asiento donde se aloja una bola y permite presurizar toda la tubería para sentar hidráulicamente los empaques en forma selectiva. Una vez sentado los dos empaques en forma selectiva (de menor a mayor presión) se continúa presurizando la tubería hasta que el asiento del Hydro Trip se rompe y la bola se vaya al fondo del pozo

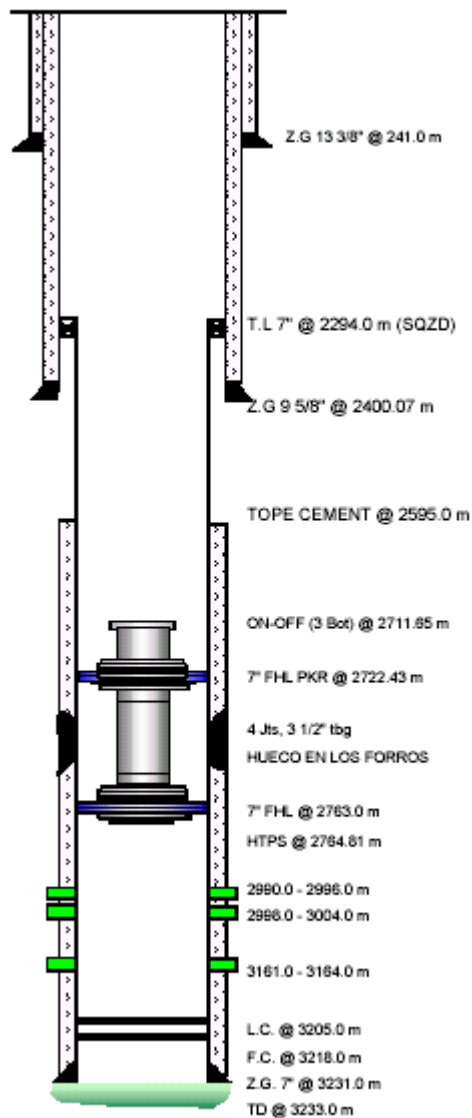


FIG 4.1: Scab liner con dos empaques recuperables tipo FHL.

El aislamiento con **dos empaques (SCAB LINER)** puede ser de dos tipos: Los que tienen como ensamblaje dos empaques recuperables y los que tienen dos empaques permanentes como elementos aislantes de la zona dañada.

AISLAMIENTO CON DOS EMPAQUES RECUPERABLES (SCAB LINER)

Este tipo de aislamiento "Scab Liner" contiene dos empaques recuperables. En una sola corrida se bajan los dos empaques recuperables y se sientan selectivamente. Sobre el empaque superior se instala la **Campana conectora sellante** (herramienta que tiene una "J" y que se engancha con los pines de la guía o cuello de pesca del "ON-OFF"). Esta "**campana conectora sellante**" esta diseñada para bajar enganchada en los pines de la guía de pesca "ON-OFF" del empaque.

Girando a la derecha o a la izquierda se libera el pin de la ranura "J" y la campana queda libre. Esta misma campana sirve para bajar y engancharse en los pines del cuello de pesca "ON-OFF", una vez enganchado, por tensión se desancla la empaadura (se necesita que a la campana le llegue un giro de $\frac{1}{2}$ vuelta para engancharse o desengancharse del pin del cuello de pesca "ON-OFF"). El giro a la derecha o izquierda depende del modelo de campana conectora (L-10 o R-10)

PROCEDIMIENTO PARA EL AISLAMIENTO CON DOS EMPAQUES RECUPERABLES TIPO FHL DE 7" ("SCAB LINER"):

- 1.- Calibrar el forro con Molino de 6" (Junk mill de 6") o String Mill de 6 1/8" repasando la zona donde se sentara los empaques.
- 2.-Armar el ensamblaje (Guía de entrada + HTPS + tubo corto de 3 1/2" + FHL inferior de 7" con 3 Shear pin + tubería de 3 1/2" con suficiente longitud para cubrir la zona que se necesita aislar + FHL superior de 7" con 4 shear pin.
- 3.- Conectar la "**Campana conectora sellante**" con la guía o cuello de pesca "ON-OFF".
- 4.-Bajar el ensamblaje con tubería de perforar o sarta de trabajo hasta ponerse en profundidad de sentado de los empaques FHL.
- 5.-Establecer circulación del fluido de workover. Bombear y colocar el fluido de empaquetamiento frente a la zona dañada (fluido con KCL+ 0.75 Gal/100 bbls de secuestrante de Oxigeno + 4 gal/100 Bls de Bactericida + 2 Gal /100 Bbls de surfactante).

- 6.-Soltar la bolita de 2 1/8" y esperar que llegue al asiento del HTPS (herramienta con asiento donde se alojara la bolita y hará sello).
- 7.-Presurizar la sarta lentamente hasta +/-1260 PSI (3 Shear Screw-tornillo de corte) y observar el sentado del empaque. Continuar presurizando hasta 1680 (4 shear Screw) y sentar la empackadura superior. Chequear el sentado del empaque superior presurizando el anillo con 500 PSI . Continuar presurizando hasta +/- 2100 PSI para que la bola rompa el asiento del HTPS y se baya al fondo.
- 8.-Desconectar la "Campana conectora sellante "de la guía o cuello de pesca "ON-OFF colocando en peso neutro y dándole el giro suficiente a la izquierda para dar ½ vuelta a la campana y liberar el pin de la ranura "J".
- 9.-Sacar la tubería de perforación o sarta de trabajo. Desarmar la campana conectora sellante modelo L-10 (liberación hacia la Izquierda).

AISLAMIENTO CON DOS EMPAQUES PERMANENTES (SCAB LINER)

En este tipo de aislamiento con dos empaques permanentes ("Scab Liner") cada empaque se baja y se sienta en forma individual. El empaque inferior se puede sentar con tubería o con cable eléctrico. El empaque superior junto con el ensamblaje de fondo teniendo como cola a la unidad de sellos (G-22 tubing Locator con unidades de sello) o al ancla, solamente podrá ser bajado con tubería a fin de maniobrar y poder conectarse con el empaque permanente inferior.

PROCEDIMIENTO PARA AISLAMIENTO DE ZONA DAÑADA CON DOS EMPAQUES PERMANENTES TIPO FB-1 ("SCAB LINER")

- 1.- Calibrar el forro de 7" con Molino de 6" (Junk Mill de 6" o string mill de 6 1/8").
- 2.-Bombear y colocar frente a la zona dañada un fluido de empaquetamiento con los siguientes aditivos: secuestrante de Oxigeno (0.75 gal/100 bbls), Bactericida (4 gal/100 bbls), surfactante (2 gal/100 bbls).
- 3.-Armar unidad eléctrica de la Cia de Servicio. Bajar canasta calibradora de 5 7/8" hasta 10 mts por debajo de la profundidad de sentado del empaque inferior

- 3.-Armar empaque permanente de 7" FB-1 con adaptador (adapter Kit) y cable eléctrico. Bajar y sentar a la profundidad recomendada.
- 4.- Sacar adaptador (adapter Kit) .Desarmar unidad eléctrica de la Cia de servicio
- 5.- Armar el siguiente ensamblaje y chequear su peso en el Martín Deker (indicador de peso):
 - G-22 tubing locator con 6 unidades de sello
 - Niple reductor de roscas (Xover)
 - Tubería de 3 ½" – Suficiente longitud para cubrir la zona dañada
 - Niple reductor de roscas (Xover)
 - Extension (Seal Bore Extension)
 - Empaque (Packer) 7" FB-!
 - Herramienta de asentado hidráulico (Hydraulic Setting tool mod J-20) (Podemos usar el setting tool mecánico)
 - 3 ½" Drill Pipe (tubería de perforación)
- 6.-Bajar el ensamblaje con drill pipe de 3 ½" hasta tocar el empaque inferior FB-1
sentado anteriormente
- 7.-Chequear el peso de subida y bajada de todo el sistema (Drill pipe + ensamblaje+ motón viajero)}
- 8.-Establecer circulación encima del empaque inferior para limpiar cualquier suciedad que pueda encontrarse encima del empaque. Bajar lentamente hasta
tener conectado todas las unidades de sello del G-22 Tubing Locator (se notara variaciones de peso en el indicador de peso al ingresar cada unidad de sello al interior del empaque FB-1).Una vez que toda las unidades de sello
ingresaron se notara un incremento de peso indicándonos que el Tubing Locator ya sentó totalmente sobre el empaque inferior.
- 9.-Espaciar levantando el drill pipe +/- 1ft (0.30 mt)
- 10.-Soltar la bola de 1 7/8" y esperar que caiga hasta el asiento sellante de la herramienta de asentamiento (Setting tool).
- 11.-Presurizar la tubería en el rango de 1500-2000 PSI para accionar el "setting Tool" y sentar el empaque superior FB-1.

12.- Liberar la presión y tensionar la tubería con 15,000 Lbs para liberar el “ setting tool” del empaque FB-1

13.-Sacar el Drill pipe de 3 ½” con la herramienta de sentado (Hydraulic setting tool).

14.-Desarmar la herramienta de asentamiento (“Hydraulic Setting Tool”)

Nota: Si se baja el empaque permanente FAB-1 como empaque inferior, se seguirá el mismo procedimiento pero se usara el ancla (unidad de sello con uñas) en lugar del G-22 Tubing Locator (unidad de sellos sin uñas) y no se hará el espaciamiento de +/- 1ft.

4.2.- EXTENSION DE LA LAINA DE PRODUCCION (TIE BACK)

La extensión de la Laina de producción “**Tie back**” consiste en aislar la zona dañada de los forros mediante la ampliación o extensión de la Laina. Esta ampliación dependerá de las condiciones en que se encuentran los forros, es decir pueden ser ampliada hasta superficie o solamente cubrir un tramo corto que cubra la zona dañada. Este nuevo tramo necesariamente debe ser cementado para evitar cualquier comunicación o entrada de fluido por el nuevo tope de la laina.

Para poder extender la Laina se necesita primeramente acondicionar y calibrar el forro hasta el tope de la Laina a fin de tener un diámetro interno que nos permita bajar los forros de ampliación de la Laina, Después de acondicionar el forro se debe acondicionar el “tie back setting Sleeve” o funda donde se conectara o se enchufara el “Tie Back Stem” (tubería con unidades de sello).

El ensamblaje típico para una extensión corta “**Short Tie Back “de 7”**” (ampliación corta de la Laina de 7”) esta conformado por las siguientes Herramientas:

- Tubería con unidades de sellos (Tie Back Stem de 7”)
- Un tubo corto perforado de 7” (6 huecos de 1” de diámetro)
- 1 Forro de 7”

- 1 Collar con válvula flotadora de 7" (Float collar)
- 1 Forro de 7"
- 1 Collar con asiento para retener la bola de sentado del colgador (Hanger) y al tapón de desplazamiento del cemento (Landing collar de 7")
- Suficiente cantidad de forros de 7" para cubrir la zona dañada
- Colgador Hidraulico ("Hydraulic Liner Hanger de 7")
- RS Nipple de 7" ó Polish Bore Receptacle
- Funda o camisa ("Tie Back Setting sleeve")
- Herramienta hidráulica de asentamiento ("Hydraulic Setting Tool")

La herramienta de asentamiento (Hydraulic setting tool): Es una herramienta hidráulica que conecta y sostiene a todo el ensamblaje de la extensión corta de la Laina de Producción "Short Tie Back". El ensamblaje del Short Tie back mas el Setting tool se baja juntamente con el drill pipe hasta conectar el Tie back Stem (herramienta con unidades de sello) con la funda o camisa (Tie back setting Sleeve). Una vez conectada la camisa con las unidades de sello se suelta una bolita que se alojara en un asiento por debajo del colgador "Liner hanger" y al aplicar presión al drill pipe permitirá hidráulicamente hacer accionar a la herramienta de asentamiento "setting tool" y permitir sentar las uñas del colgador (Liner hanger) y al seguir incrementando la presión se liberara la herramienta de asentamiento del ensamblaje de la sarta de extensión "Short Tie Back" y quedara listo para continuar con los trabajos de cementación .

El ensamblaje típico para una extensión hasta superficie (**Tie Back completo hasta superficie**) esta constituida por las siguientes herramientas:

- Herramienta tubular con tres unidades de sellos (Tie Back Stem de 7")
- Un tubo corto perforado de 7" (6 huecos de 1" de diámetro)
- 1 Forro de 7"
- 1 collar con válvula flotadora (Float collar de 7")
- 1 Forro de 7"
- 1 Landing collar de 7"(Collar con asiento para retener al tapón de desplazamiento del cemento)
- Forros de 7" hasta superficie

Cuando el "Tie Back" es hasta superficie no se necesita la herramienta de asentamiento "Setting Tool" ni drill pipe para bajar el ensamblaje completo debido a que la extensión de la lana es hasta superficie. En este caso también es necesario cementar hasta superficie por cuestiones de seguridad y protección del pozo.

PROCEDIMIENTO DE BAJADA Y SENTADA DE LA EXTENSION CORTA (SHORT TIE BACK DE 7")

1. Acondicionar y calibrar el forro de 9 5/8" con "String Mill" de 8 1/8"
2. Bajar una canasta calibradora de 5 7/8" hasta unos 30 mts por debajo del tope de la lana de 7". Armar y bajar un tapón ciego de 7" (Bridge Plug) y sentar +/-20 mts por debajo del tope de la Lana de 7".
3. Bajar herramienta acondicionadora de la funda de la lana (Tie back mill y top dresser mill) con tubería de perforar y realizar acondicionamiento y limpieza de la funda o camisa del tope de la lana (Tie Back setting Sleeve).
4. Armar y bajar ensamblaje de la extensión corta (**Short Tie Back**) : 7" Tie Back Stem + 1 tubo corto con hueco lateral + 1 forro de 7" + 7" flota collar + 1 forro de 7" + ball catcher con landing collar + Forro de 7" long suficiente para cubrir la zona dañada . Bajar los forros llenando cada 5 tubos con agua.
5. Levantar el ensamblaje colgador (7" HMC Liner Hanger + 7" Polish bore receptacle+ 7" tie back setting sleeve + 7" liner setting tool) y enroscar al forro o revestimiento. Chequear y anotar el peso (subiendo y bajando)
6. Bajar el ensamblaje con tubería de perforación (drill pipe) teniendo bastante cuidado al pasar por la zona del forro de 9 5/8" dañado. Llenar el DP cada 5 barras.
7. Parar +/- 5 pies antes de llegar a la funda (tie back setting sleeve). Establecer circulación. Bajar lentamente hasta que todo las unidades de sello del "Tie Back Stem" haya ingresado al "tie back setting sleeve". Continuar circulando por +/- 30 minutos con una presión máxima del 50% de la presión de sentado del colgador (Liner Hanger).

8. Soltar la bola de asentamiento de 1 ½” . Esperar que la bola caiga por gravedad hasta el asiento del collar “Landing Collar” (gravite 5 minutos por cada 1,000 pies). Ocasionalmente romper circulación para ayudar a la bola a llegar a su asiento.
9. Una vez que la bola este en su asiento, incrementar la presión a +/-1500 PSI para asentar el Colgador. Liberar el peso de los forros más 15,000 Lbs y marcar la tubería .
10. Si con 1500 PSI no se asienta el Colgador , colocar la tubería en la posición inicial e incrementar la presión en incrementos de 200 PSI y repetir el proceso de liberar la herramienta de asentamiento. Verificar el asentamiento del colgador después de cada incremento de presión.
11. Una vez que el colgador este asentado, colocar peso sobre la herramienta de asentamiento para dejarlo en compresión. Incrementar la presión a 2000 PSI para liberar la herramienta de asentamiento. Levantar la tubería 2 pies para verificar la liberación de la herramienta de asentamiento.
12. Si con 2000 PSI no se libera la herramienta de asentamiento(Setting Tool) incrementar la presión de 200 en 200 PSI.
13. Una vez que el setting tool este liberado ,continuar incrementando la presión hasta +/- 3000 PSI para expulsar la bola del asiento del landing collar. Descargar la presión.
14. Bajar la tubería y colocarle peso al colgador para compensar el efecto pistón durante los trabajos de cementación.
15. Romper circulación y Bombear el cemento de acuerdo al “programa de cementación”.Después de bombear el volumen de cemento, liberar el tapón de desplazamiento del Drill Pipe .
16. Continuar desplazando el volumen del Drill Pipe y verificar un incremento de presión cuando el tapón del Drill pipe(Plug Down) llegue hasta el tapón de desplazamiento del revestimiento (Wiper Plug) . Ajustar los cálculos de desplazamiento y continuar desplazando hasta que los tapones lleguen al Landing Collar.
17. Una vez que los tapones se asientan en el Landing collar(o el valor teórico de desplazamiento haya sido alcanzado) incrementar la presión

en unos 500PSI por encima de la presión final de llegada del tapon.Descargar la presión y verificar si hay contra flujo

18. Levantar la sarta con el setting tool por encima del tope del colgador . Reversar cualquier exceso de cemento . Sacar la sarta y desarmar el setting tool.

La **Fig. 4.2** muestra un típico ensamblaje de extensión corta de la Laina de producción de 7” (**Short Tie Back**). Las herramientas principales de este ensamblaje típico son:

- La camisa o funda de la Laina (Liner setting Sleeve)
- Extensión pulida (RS Nipple)
- Colgador Hidráulico (Liner Hanger)
- Revestimiento requerido como extensión (Casing)
- Collar con asiento retenedor de tapón (Landing collar)
- 1 Tubo de revestimiento(1 Casing)
- 1 Collar flotador (Float Collar)
- 1 Tubo de revestimiento (1 Casing)
- 1 Tubo de revestimiento perforado (1 perforated Short Casing)
- Herramienta de enchufe con unidades de sello (Tie back Stem)

Este ensamblaje se bajara con tubería de perforar (Drill Pipe) y una herramienta de asentamiento “ Setting Tool” hasta que la herramienta con unidades de sello (Tie back Seal Assembly) lograr conectarse o enchufarse con la camisa o funda antigua de la Laina (Setting Sleeve).

Una vez enchufado y espaciado esta nueva extensión de la Laina se procedera a sentar y colgar hidráulicamente al presurizar la tubería y hacer accionar la herramienta de asentamiento (Setting Tool) con lo cual quedara cubierta la zona dañada y quedara lista para el trabajo de cementación.

TIPICO ENSAMBLAJE DE SHORT TIE BACK

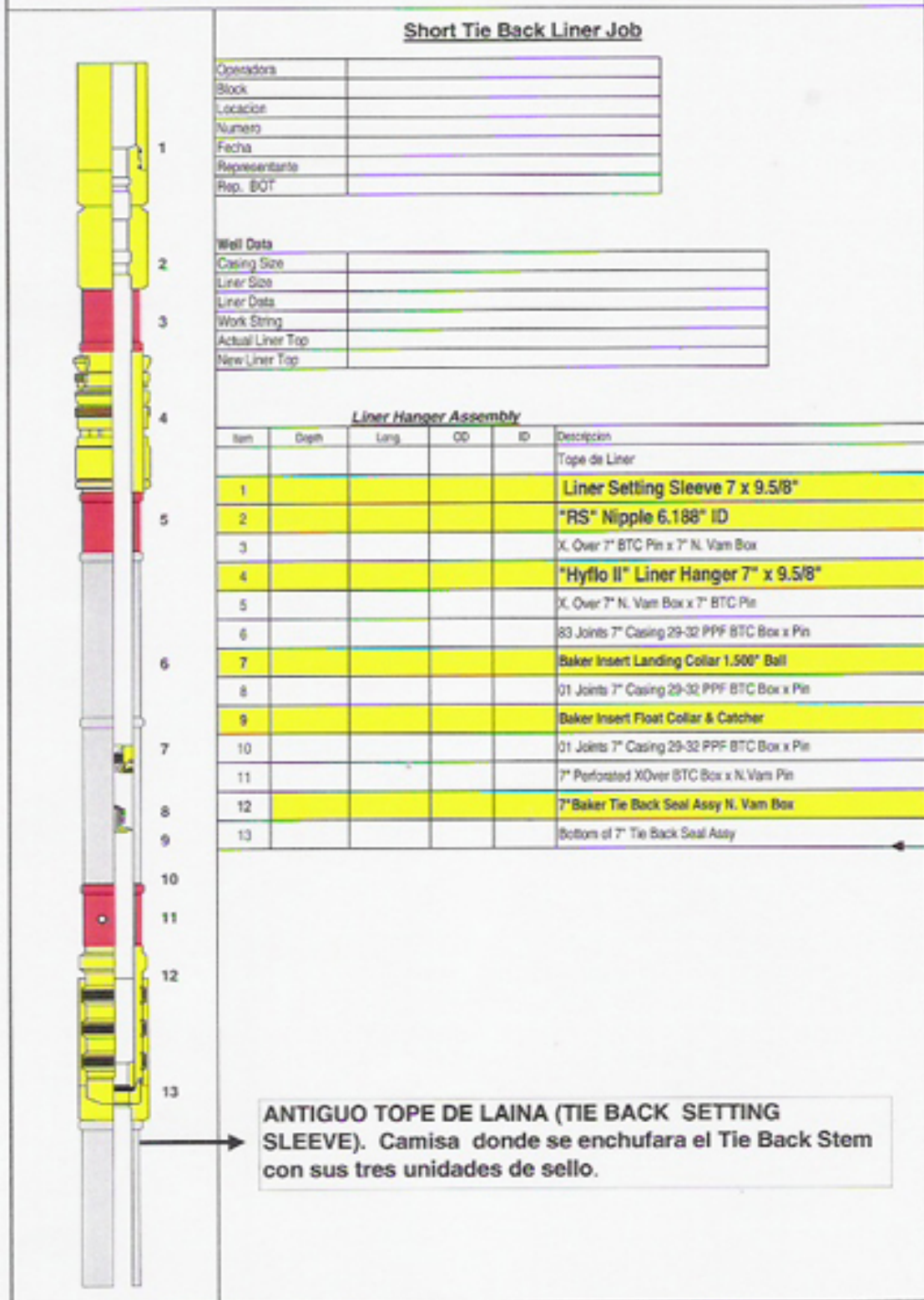


FIG. 4.2 TIPICO ENSAMBLAJE DE SHORT TIE BACK

4.3. AISLAMIENTO CON CONEXIÓN TUBULAR EXPANDIBLE (CASING EXPATCH)

Recientemente en la industria se ha desarrollado la tecnología del material expandible, material metálico que adquiere propiedades de maleabilidad y ductibilidad permitiendo adherirse al revestimiento antiguo metal-metal para lograr el aislamiento de zonas perforadas (indeseadas), aislamiento de zonas con alto corte de agua, aislamiento de zonas corroídas o debilitadas, empalme / integridad en revestimientos colapsados o ligeramente desplazados por rotura .

La conexión tubular expandible es colocado en la zona de interés y expandida usando un sistema de expansión hidráulica. El sistema usa la fuerza hidráulica para expandir los tubulares hasta pegarse al diámetro interno de los forros originales y hacer un sello metal-metal.

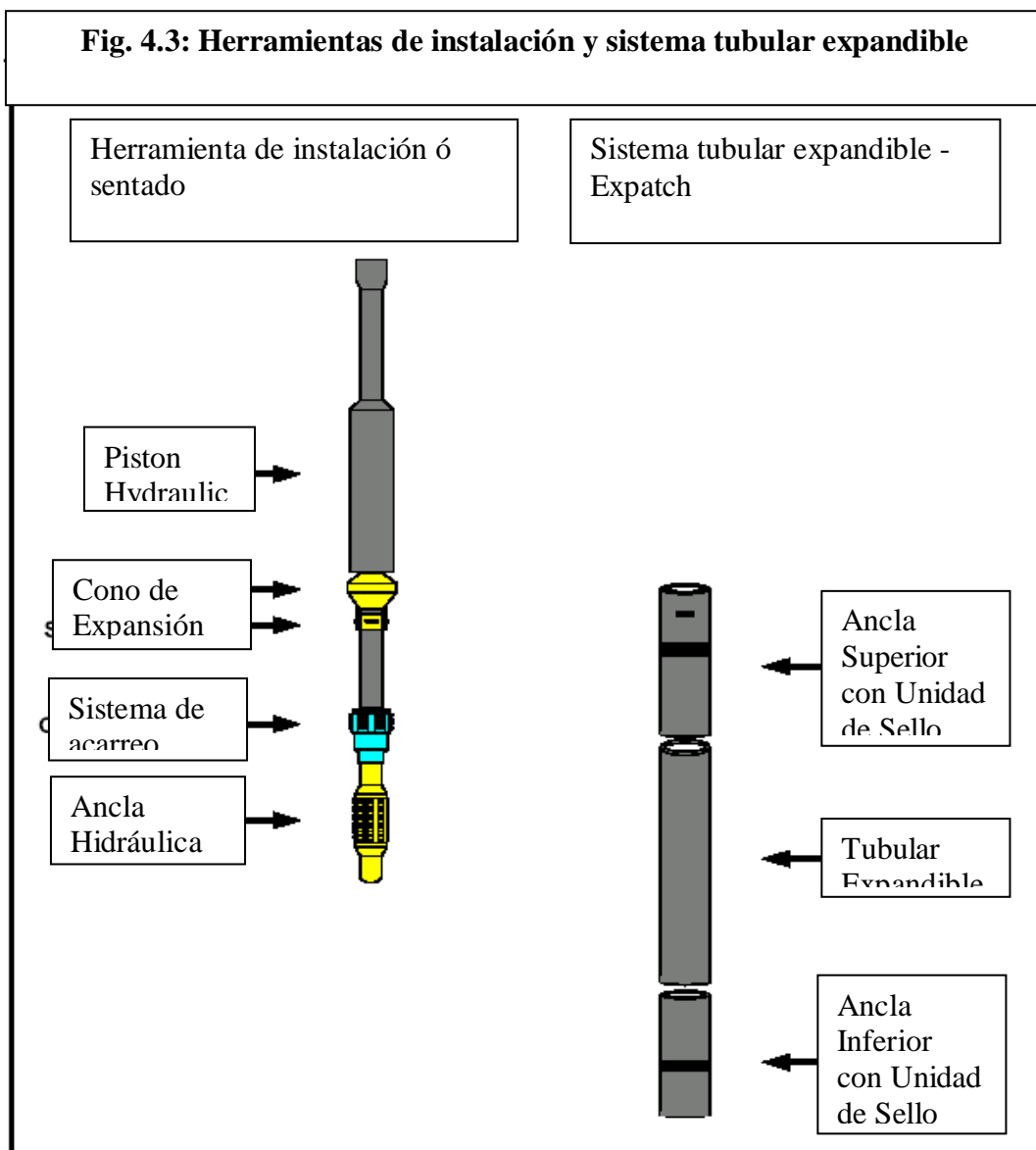
Este sistema, proporciona un mayor diámetro interior que los otros sistemas, es decir solamente reduce ¼” de pulgada en el diámetro interior en el intervalo reparado con estos tubulares expandibles. El espesor máximo de esta conexión tubular expandible es de ¼ de pulgada y es uniforme en toda su longitud. La aplicación de los expandibles sello metal-metal recién se ha iniciado, sin embargo otras compañías comenzaron con su aplicación mediante sellos de nitrilo o los casing patch corrugados con relativo éxito.

Este sistema tubular expandible es recomendable para pozos con revestimiento dañado que no sean demasiado largos por el elevado costo que tiene los tubulares expandibles (US \$ 4,000 por cada 6 metros de longitud) .

La ventaja de este sistema es que en una sola corrida se puede colocar la longitud de tubulares expandibles requerida para cubrir el revestimiento con problemas de corrosión y el sentado y la expansión del tubular es de arriba hacia abajo.

En estos momentos están trabajando las Cias a fin de poder incrementar la presión de colapso ya que actualmente este sistema de Casing Expatch soportan una presión de colapso en el orden de 2500 a 3000 PSI.

La **FIG 4.3** muestra los componentes del sistema tubular expandibles y la herramienta de instalación o sentado. Así como el procedimiento general.



PROCEDIMIENTO GENÉRICO (REF. SECUENCIA GENERAL DE OPERACIONES)

1. Colocar la Sección Sello-Ancla Inferior (SAI) en las cuñas de la mesa rotatoria



SAI

2. Conectar el 1er. Tubo Parcho (TP) al SAI y por encima de este, el resto de los TPs según programa
3. Conectar la Sección Sello-Ancla Superior (SAS) al último TP (el SAS incluye la Camisa de Instalación, Running Sleeve, a la cual se conectan las herramientas de instalación y expansión)



SAS

4. Conectar / insertar la Herramienta de Instalación y expansión a la Camisa de Instalación (las cuñas de acarreo automáticamente se fijarán al perfil en la camisa de instalación, "running sleeve", asegurando la herramienta de expansión al ensamblaje de parcho)

Como precaución extra, asegurar el acoplamiento de la herramienta de instalación y expansión al ensamblaje de parcho, mediante la inserción de Bloques de Seguridad en el perfil correspondiente ubicado hacia el tope de la camisa de instalación.



Ensamblaje EXPatch

5. Bajar todo el conjunto a la profundidad programada usando tubería de perforación y cerrar hidráulicamente el sistema dejando caer una bola hasta su asiento en el ensamblaje de expansión.

-
6. Presurizar el sistema para activar el pistón e iniciar la expansión (máxima presión de trabajo: 5.000 psi); durante la parte inicial de la carrera del pistón, el SAS será expandido y fijado al revestimiento
 7. Continuar aplicando presión hasta que el pistón complete su carrera de 5 ft; la válvula de alivio del sistema se activara indicando la conclusión de la carrera
 8. Cerrar el pistón bajando la tubería (durante este proceso se libera el sistema de acarreo)
 9. Re-presurizar el sistema y repetir puntos 7, 8 y 9 a lo largo de la longitud de parcho (en el ultimo ciclo, el ancla hidráulico se asentara en el revestimiento por debajo del SAI)
 10. Retirar sarta de instalación y expansión.

4.4.-TAPON BALANCEADO DE CEMENTO

Este método se emplea para reparar zonas pequeñas y puntuales donde la severidad del daño del revestimiento es mínima. Es una solución temporal ya que la lechada de cemento solo rellenara las cavernas, micro anillos, canalizaciones o los huecos producidos por el baleo.

El Tapón balanceado muchas veces se emplea como una solución inmediata o inicial para poder controlar el pozo cuando se tiene aporte de arena (derrumbes) o hay entrada de agua por una zona debilitada o con huecos por efecto de la corrosión .Después de la limpieza del cemento se continuara con el acondicionamiento del resto del revestimiento o forro.

Este método es recomendable en pozos verticales o con poco ángulo de inclinación ya que si se tiene altas inclinaciones y el revestimiento esta bastante debilitado, al moler o limpiar el cemento se podría abrir una ventana en el revestimiento o forro debilitado y salirse del hueco principal (Side track).

Después de colocar el tapón balanceado de cemento y esperar el fraguado, se procederá a limpiar el cemento con una broca. El relleno del espacio anular o la costra que produjo el cemento nos dará el grado de confiabilidad, sin embargo como es una solución temporal será necesario darle mayor protección a esta zona empleando cualquiera de las otras alternativas (Casing Expatch, Scab liner o Tie back)

PROCEDIMIENTO DE TAPON BALANCEADO (en forro de 9 5/8")

Datos del pozo:

Intervalo corroído/hueco: 60 pies (5200 ft -5140 ft)

Altura del tapón balanceado: 136 ft (10 Bbbs de Cemento)

Forro: 9 5/8" x 47 Lb/ft

Tubería de trabajo: 3 1/2" Drill pipe (tubería de perforar)

Cola de la sarta: 10 Tubing de 2 7/8" con conexión Hyd (Sin cople) para evitar el efecto pistón al sacar el tubing.

- 1.-Acondicionar y calibrar el forro o revestimiento de 9 5/8" con Junk mill de 8 1/2".
- 2.- Bajar canasta calibradora para forro de 9 5/8"
- 3.- Bajar tapón ciego (Bridge Plug) de 9 5/8" y sentar a +/- 30 pies por debajo de la zona debilitada o corroída.
- 4.- Bajar tubería de trabajo con punta libre hasta 5200 ft (base de la zona dañada del Forro). Usar como cola unos 10 tubos de menor diámetro y preferentemente tubería sin cople)
- 5.- Realizar reunión de seguridad.
- 5.- Probar líneas de superficie con 3000 PSI
- 6.- Establecer circulación de tubos a forros y efectuar prueba de admisión.
- 7.- Preparar y bombear los siguientes fluidos:
 - 11 Bbbs de agua fresca como pre-fluido
 - 10 Bbbs de mezcla de cemento de 15.6 Lb/gal de peso.
 - 1 Bbbs de agua fresca
- 8.- Desplazar con 42 Bbbs de fluido de Workover (para balancear el tapón de cemento
- 9.- Sacar 10 Barras de tubería de trabajo (cada barra consta de 2 drill pipe).
Realizar reversa hasta recuperar fluido limpio.
- 11.-Cerrar controles BOP .Realizar cementación forzada hasta obtener presión de cierre (Hesitar con 4 Bbbs como máximo teniendo en cuenta la gradiente de fractura)
- 12.-Abrir controles BOP y sacar tubería .Esperar fraguado del cemento
- 13.-Bajar Molino de 8 1/8" (Junk Mill), limpiar cemento hasta el tope del tapón ciego . Presurizar con 500 a 1000 PSI (No excederse de la presión de cierre

obtenido durante la hesitación del cemento) para verificar la hermeticidad del cemento. Si la prueba es satisfactoria Moler el tapón ciego de 9 5/8" (bridge plug). Circular hasta dejar el pozo limpio.

14.-Continuar acondicionando y calibrando forros de 9 5/8" hasta el tope de la Laina.

15.- Sacar tubería de trabajo con punta libre

16.-Bajar broca de 6" y Scrapper de 7" .Limpiar hasta el fondo del pozo

17.-Bajar Nueva instalación de producción (BES).

18.- Poner el pozo en producción y evaluar.

Nota:

En caso que en el paso 13 el intervalo cementado admita fluido al presurizar, podría repetirse la cementación (dependiendo del régimen de inyección) o aislar la zona dañada con cualquiera de las otras técnicas descritas anteriormente (aislamiento con dos empaques, aislamiento con una extensión de la laina, aislamiento con tubulares expandibles)

CAPITULO V

SOLUCION DE POZOS CON PROBLEMAS DE COLAPSO Y FORROS CORROIDOS

En este capítulo presentaremos tres casos de pozos que han tenido problemas en el revestimiento, los cuales han sido solucionado satisfactoriamente después de una calibración con herramientas adecuadas (Molinos, zapatos rotatorios , tubos de lavado, rascadores, ensanchadores de revestimientos, etc.) y posteriormente se bajo de acuerdo a la magnitud de la zona corroída ó colapsada un ensamblaje de aislamiento de la zona dañada con dos empaques permanentes (“**Scab Liner**”), una ampliación o extensión de la lana (“**Tie Back**”), y un parche con tubulares metálicos expandibles (“**Casing ExPatch**”) los cuales estarán en contacto con el revestimiento corroído haciendo sello metal - metal a lo largo del intervalo dañado.

En el **Apéndice 1** se muestra las herramientas principales que se usan para la calibración o rectificación del revestimiento corroído o colapsado.

Los tres casos de pozos con los revestimientos corroídos y/o colapsados fueron solucionados satisfactoriamente y la solución que se les dio fueron las siguientes:

5.1.- CASO I

TIPO DE SOLUCION: AISLAMIENTO CON DOS EMPAQUES (“SCAB LINER” en revestimiento de 7”)

NOMBRE DEL POZO: SELVA 1D

Historia del pozo:

Pozo direccional tipo sesgado (“ **Slant** “)

Punto inicial de desviación (**KOP**): 5,450 pies

Angulo máximo alcanzado: 45° a 7,615 pie

De 7,615 pies hasta el fondo del pozo a 10,610 pies mantiene un ángulo de 45°

Profundidad final del pozo: 10,610 pies.

Este pozo fue completado el año 1995. En Junio del 2004 bruscamente el pozo se vino en agua, variando el nivel de fluido y la salinidad (bajo de 70,300 a 45,000 ppm de cloruros). **Esta variación nos indicaba que se había producido una entrada de fluido extraño por alguna rotura o hueco en el revestimiento.**

Durante su vida productiva se realizaron varios trabajos tales como rebaleos, pruebas de formación, aislamiento de zonas con tapón ciego (bridge plug), sentada de empaques recuperables, retiro de los empaques recuperables, molienda del tapón ciego, etc.

Durante estos trabajos se ha tenido que realizar limpieza y calibración del pozo empleando herramientas tales como brocas, rascadores (Scrapper), junk mill (molinos), zapato rotatorio (rotary shoe), herramientas de pesca, los cuales por la rotación, fricción, movimiento recíprocante de la tubería de trabajo han contribuido a que se debilite las paredes del revestimiento. Valores altos del ángulo de desviación (45° de inclinación) y la misma geometría del pozo también han contribuido a que se acelere el desgaste del revestimiento por efectos mecánicos durante los trabajos de limpieza y calibración para producir finalmente un hueco o rotura en el revestimiento.

Información del pozo:

Pozo tipo Sesgado (Slant) : con 45° de desviación de 7,615 ft hasta 10,610 ft

Forros de superficie: 13 3/8” x J-55 x 54 Lbs/ft x 790 ft cementado hasta superficie

Forros intermedios: 9 5/8”x N-80 x 40 Lb/ft x 7874 ft , cementado hasta superficie

Laina de producción: 7”x N-80 x 29Lb/ft x 937 ft (de 10,600 a 7,526 ft), cementado desde el fondo (10,600 ft) hasta 8,513 ft

Intervalo productivo "A" : 9809 ft -9856 ft

Intervalo productivo "B": 10370 ft – 10377 ft.

Tapón ciego EZ-SV sentado a 10,013 ft. Posteriormente fue molido y empujado al fondo del pozo.

Programa de trabajo

- Armar equipo de Servicio de Pozo (Workover Rig)
- Parar el pozo y desfogar. Circular fluido de Trabajo (Workover fluid) de 8.4 Lb/gal hasta tener el pozo controlado
- Sacar Cabezal del pozo. Colocar preventor de reventones (BOP'S)
- Probar preventor de reventones con presión
- Desanclar colgador de tubería de producción (Tubing Hanger) y sacar tubería quebrando tubo x tubo
- Retirar el conjunto de producción BES (Bomba Electro sumergible)
- Acondicionar y calibrar el pozo en revestimiento de 9 5/8" (**8.835"** **diámetro interno**) y en revestimiento de 7" (**6.184"** **diámetro interno**)
- Correr registro de corrosión **UCI** (Ultra Sonic Corrosión Image) modo imagen en revestimiento de 9 5/8" y 7"
- Evaluar y aislar zona dañada con "Scab Liner" o "Short Tie Back"..
- Bajar Bomba electro sumergible (BES).

TRABAJOS REALIZADOS EN EL POZO

A.- Calibración de revestimiento y toma de registro de corrosión.

1. Se armo el equipo de Workover. Se desfogo y se controló el pozo bombeando fluido de trabajo de 8.4 Lb/gal de tubos a forros (tipo KCL con 2gal/100 Bbls de Bactericida + 0.75 gal/100Bbls de secuestrante de oxígeno + 2 gal/100 Bbls de surfactante). Se probó BOP con 2000 PSI .OK
2. Saco tubería de producción de 2 7/8"EUE y se desarmo el conjunto BES.
- 3.-Armo conjunto de fondo "BHA N° 1" (**Bottom Hole Assembly**: conjunto de

fondo): Broca de 8 1/2" + 9 5/8" Scrapper + Bit Sub + 1 Drill Collar 4 3/4" +

1

4.- Jar 4 3/4"+ 4 Drill Colar 4 3/4". Bajo y limpio **sin problemas hasta el tope de la Laina a 7526 ft.** Saco BHA N° 1.

Armo BHA N° 2: Rotary Shoe 5 3/4" + Wash Pipe 5 1/2" + 1 DC 4 3/4" + Jar 4 3/4" + 4 DC 4 3/4". Bajo con Drill Pipe de 3 1/2" hasta **7,874 ft**, avanzo con restricción 6 ft y al levantar la tubería se observo sobre tención de 50,000 Lbs. Se realizo varios intentos con el mismo resultados. Se bombeo 140 Bbls de fluido de trabajo sin obtener retorno. El pozo toma fluido. Saco BHA N° 2.

5.- Armo BHA N° 3 con estampa de 6".Bajo y tomo impresión a 7,880 ft aplicando 1,000 Lbs de peso sobre la estampa. Al tensionar se observo agarre .Trabajo la tubería y libero con 50,000 de sobre tensión. Saco BHA N° 3 La estampa salio con ralladuras laterales severas y con reducción en dos lados opuestos a 5 3/4".

6.- Armo BHA N° 4 con ensanchador de revestimiento de 6" (Casing Swage de 6") y Martillo (Jar). Trabajo a 7,880 ft con el Casing Swage logrando avanzar hasta 7,907 ft. Al levantar se observo agarre de la tubería. Se trabajo con golpe del Jar logrando liberar la herramienta. Paro circulación por detectarse pobre retorno. Se preparo y bombeo 400 Bbls de fluido bentonitico y material sellante. Trabajo ensanchador de forro "Casing Swage" de 6" logrando pasar zona de obstrucción (7890 -7897 ft). Repasó zona colapsada con y sin rotación logrando pasar libre hasta el fondo del pozo. Saco Casing Swage (ensanchador de revestimiento).

7.- Armo y bajo BHA 5: Junk mill de 4 3/4" (Molino) con string mill de 6"encontrando restricción a 7889 ft. **Trabajo en zona colapsada (7,890-7,897 ft)** con 250 psi, 48 RPM, torque 100/140, 100 SPM, 3 BPM, peso sobre string mill de 1000 Lbs logrando pasar zona colapsada con rotación y circulación. Se rectifico varias veces hasta tener pase libre, con y sin rotación. **En los intervalos 8,497-8,520 ft y 10,022-10,039 ft se tuvo que repasar varias veces con el String mill de 6" debido a ligera restricción y asentamiento de la herramienta en los intervalos mencionados.**

8.- Armo herramientas de Schlumberger. Bajo Sonda ultrasónica UCI-GR-CCL y perfilo revestimiento de 9 5/8". El registro mostró el revestimiento en aceptables condiciones.

9.-Bajo sonda ultrasónica **UCI-GR-CCL y perfilo en revestimiento de 7"**. Al pasar por la zona colapsada y rectificada de 7,890 ft la herramienta tuvo ligeros agarres y asentamientos. El registro de corrosión modo imagen mostró:

- **Intervalo 7,874 – 7,894 ft** con severa corrosión y pérdida de metal y sin señales de diámetro interno del revestimiento, lo cual indicaba severo daño por la perdida total de revestimiento en ese intervalo (**intervalo sin revestimiento o con severa corrosión donde las señales del emisor y receptor no registran el diámetro interno del revestimiento**).
- **Intervalo: 8,490 – 8,521 ft** con severa corrosión y perdida de señales de diámetro interno. Entre 2600 -2750 se observa intervalos con corrosión y aumentos del diámetros interno lo que nos indica perdida de espesor del revestimiento
- **Intervalo: 10,016 – 10,039 ft** con corrosión y perdida de señales de diámetro interno (falta de revestimiento). A 10,013 ft estuvo sentado un tapón ciego de 7" (bridge plug) y durante la operación de moler este tapón y empujarlo hasta el, y por el alto ángulo de desviación del pozo 45°, el daño en el revestimiento en forma mecánica se ha producido.

NOTA:

En este pozo de acuerdo a la magnitud del daño lo ideal seria bajar un colgador de 5" (Liner Hanger) con revestimiento de 5" x 18 Lb/Ft y cementar. Este procedimiento no es recomendable por tener 45° de desviación a lo largo de los 3 intervalos con severa corrosión y falta de revestimiento que detecto el registro de corrosión UCI, y además por tener el tercer intervalo (10,016-10,039 ft) entre dos arenas productivas. Cementar una nueva lina de 5" en estas condiciones no garantiza una buena cementación y aislamiento por tener 45° de inclinación lo que haría que el revestimiento de 5" estaría recostado y por falta de excentricidad la calidad de la cementación seria muy pobre.

B.-BAJADA Y SENTADA DE DOS CONJUNTOS DE AISLAMIENTO CON EMPAQUE PERMANENTE (“SCAB LINER”)

Por las características del pozo se decidió bajar dos conjuntos de aislamiento con empaques (dos cab Liner) de la siguiente manera:

- **Primer ensamblaje de aislamiento inferior (Scab Liner N 1)**

10.- Con Unidad Eléctrica y cable bajo canasta calibradora de 5 7/8” hasta 10,355 ft. Armo y bajo packer permanente de 7” modelo “FAB-1”(4” ID) hasta 7,874 ft (Intervalo sin revestimiento) sin lograr pasar. Intento pasar con varios intentos variando las velocidades de bajada sin éxito. Saco empaque y desarmo unidad eléctrica.

11.- Armo Herramienta de asentamiento con tubería (**Setting Tool**) y empaque “ FAB-1” Bajó con tubería y con marca radiactiva hasta la profundidad recomendada. Correlaciono profundidad con CCL-GR de 1 11/16” y se colocó en profundidad a 10,347.7 ft

12.- Soltó bola de 1 7/16” y chequeo peso de la tubería (subiendo= 127 M Lbs , bajando=99M Lbs) .Presurizo tubería con 2000 PSI y sentó empaque “**FAB-1” a 10,347.7 ft** .Tensiono tubería hasta 165 M Lbs(38 M Lbs de sobre tensión sobre el peso de la tubería subiendo) para romper el punto débil y liberar la herramienta de sentado hidráulico “ Setting tool”. Bombeo 120 Bbls de fluido de empaquetamiento y protección con aditivos, bactericida ,secuestrante de oxígeno, surfactante) . Saco tubería con herramienta de asentamiento (Setting tool)

13.- Armo “ KBH-22” Anchor (ancla con unidades de sello y uñas con 4” x 5 ½” OD) + X/O + 14 tbg 3 ½”EUE + X/O + Seal Bore extensión + Packer “FB-1” de 7” con “Setting Tool” Modelo J-20.

14.- Bajo ensamblaje de aislamiento “**Scab liner N° 1**”, con tubería hasta tope del empaque “FAB-1”. Soltó bola 1 7/16” y chequeo peso de la tubería (subiendo=121M Lbs, Bajando=99M Lbs) .Enchufó Ancla de 4” con el packer FAB-1. Probó tensión de anclaje con 5 M Lbs. OK.

15.- Presuriso para sentar empaque **FB-1 a 9,900.8 ft** con 2000 PSI por 5 minutos. Levanto tubería observando tensión hasta de 165M Lbs. Rompió punto débil y libero herramienta de asentamiento “setting tool” del empaque

“FB-1. Saco tubería con herramienta de asentamiento hidráulico “ Setting Tool”.

- **Segundo ensamblaje de Aislamiento Superior (“ Scab Liner N 2”)**

16.- Armo ensamblaje de aislamiento superior “**Scab Liner” N° 2** : FAB-1 de 7” con Setting Tool Mod J-20. Bajo con tubería hasta 9,530.8 ft. Soltó bola de 1 7/16”. Presuroso hasta 2000 PSI y sentó empaque **FAB-1 a 9,530.8 ft.** Levanto tubería observando incremento de tensión. Tensiono con 33M Lbs de sobre tensión y rompió punto débil y libero Setting Tool. Saco tubería con herramienta de asentado “Setting Tool”.

17.- Armo “KBH-22 “ Anchor (Ancla de 4” OD)+ XO +16 tubos de 3 ½” EUE+ 3 Blast Joint (tubo de paredes gruesas 4 ½” OD x 2.99”ID)+ 38 tubos de 3 ½” EUE + XO +extensión de sello (Seal Bore Extensión) + Packer “FB-1” con herramienta de asentado Mod J-20.

18.- Bajo Scab Liner N° 2 con tubería hasta la profundidad recomendada. Soltó bola de 1 7/16” . Enchufó Ancla con el empaque FAB-1 y probo anclaje con 5M Lbs de tensión. OK. Presurizo tubería con 2000 PSI por 5 minutos y sentó empaque Superior **FB-1 a 7,752.4 ft** .Tensiono tubería con 33M Lbs de sobre tensión, rompió el punto débil y liberó la herramienta de asentado (Setting Tool). Saco tubería y Herramienta de asentamiento.

RESULTADOS OBTENIDOS

El problema del revestimiento dañado quedo solucionado al bajar los dos ensamblajes con empaques (“Scab Liner “) con lo cual se aisló totalmente la zona dañada, tal como se muestra en la **FIG 5.1**

Para controlar la corrosión frente a la zona dañada antes de sentar los empaques se coloco un fluido de empaquetamiento con los siguientes aditivos : Bactericida a 4Gal/100 Bbls, Secuestrante de Oxigeno a 1 gal/100 Bbls , Surfactante a 2 Gal/100 bbls

Después de la instalación del “Scab Liner”, se bajo la bomba electro sumergible . Después de un periodo de evaluación se confirmo que el trabajo había sido satisfactorio. El pozo regreso a su antiguo nivel de fluido, producción y con su corte de agua y salinidad anterior.

En la **Tabla 5.1** se indica los costos del trabajo de reparación de revestimiento con “Scab Liner”. El costo del trabajo realizado en el Pozo Selva 1D fue de **US \$ 703,353** .En este costo esta incluido todo el trabajo realizado desde que se intervino el pozo hasta dejar nuevamente en producción.

La Fig. 5.1 muestra el diagrama del pozo tal como quedo después de la instalación de los dos “Scab Liner”.

INTERPRETACION DEL REGISTRO UCI (Ultrasonic corrosión Image)

La Fig 5.1A muestra el registro de **Corrosión UCI** corrido en el pozo” **Selva 1D**” donde se puede observar de 7874 pies a 7894 pies ausencia de metal (Radio interior sale de la escala). El espesor del revestimiento en el mismo intervalo esta sin señales (fuera de escala lo que indica una severa corrosión con ausencia de metal).

En el registro Ultrasónico, la escala de amplitud se muestra como una escala de **COLORES**. Los colores van de **Colores oscuros** (baja amplitud) a **colores claros** (alta amplitud) y esta variación de colores nos da una imagen de la cara interna del forro. **Cuando se observa colores oscuros (de baja amplitud) se interpreta como revestimiento con severo desgaste o rotura del forro (hueco).**

En el intervalo de **7874 a 7894 pies** el registro UCI nos muestra colores oscuros lo cual nos indica ausencia de revestimiento, así como la escala del radio interior se sale de la escala, esta interpretación nos indica un hueco grande en el revestimiento. En este intervalo se tuvo problemas para pasar con las herramientas calibradoras (rotary shoe de 5 ¾”, casing Swage, string mill de 6”).

El registro UCI confirmo la ausencia de forro en ese intervalo

DIAGRAMA DEL POZO (DOS "SCAB LINER") POZO SELVA 1D

DIAGRAMA INICIAL

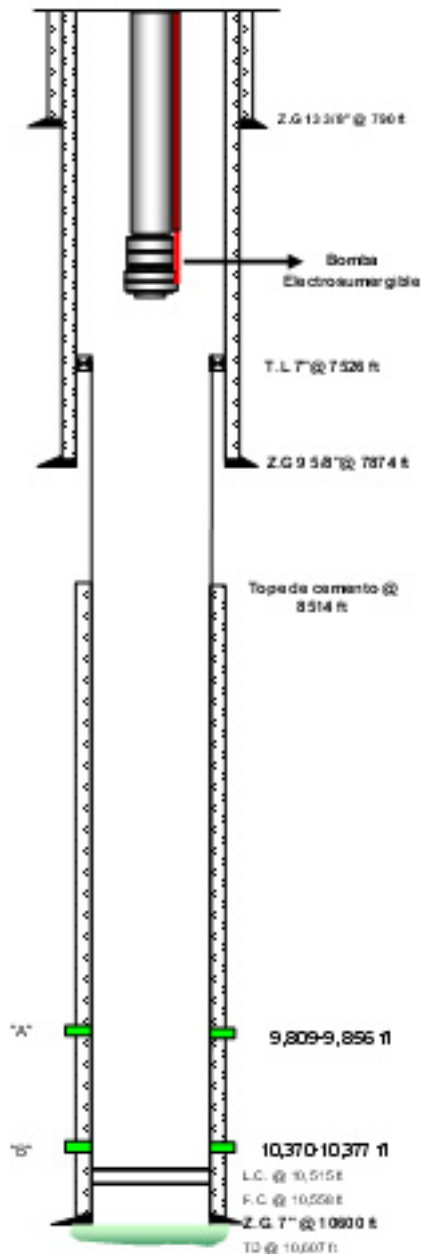


DIAGRAMA FINAL

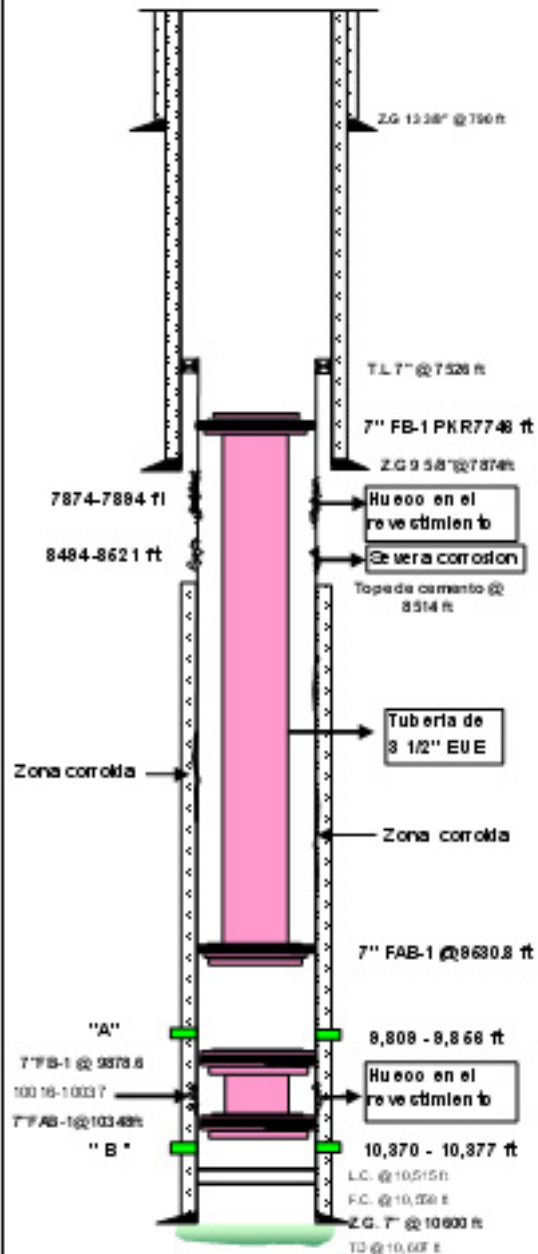


FIG 5.1 :
SOLUCION DE REVESTIMIENTO
CORROIDO Y CON HUECO
EMPLEANDO " SCAB LINER"

CASING

O D	GRADO	# / FT	ROSCA	PROFUNDIDAD.
13.38"	J-55	5.40	EUE-8 PCD	79.0 ft
9.58"	N-80	4.00	EUE-8 PCD	7874 ft
7"	N-80	2.90	EUE-8 PCD	7526 - 10900 ft

COSTO DEL WORKOVER (DOS SCAB LINER DE 7")

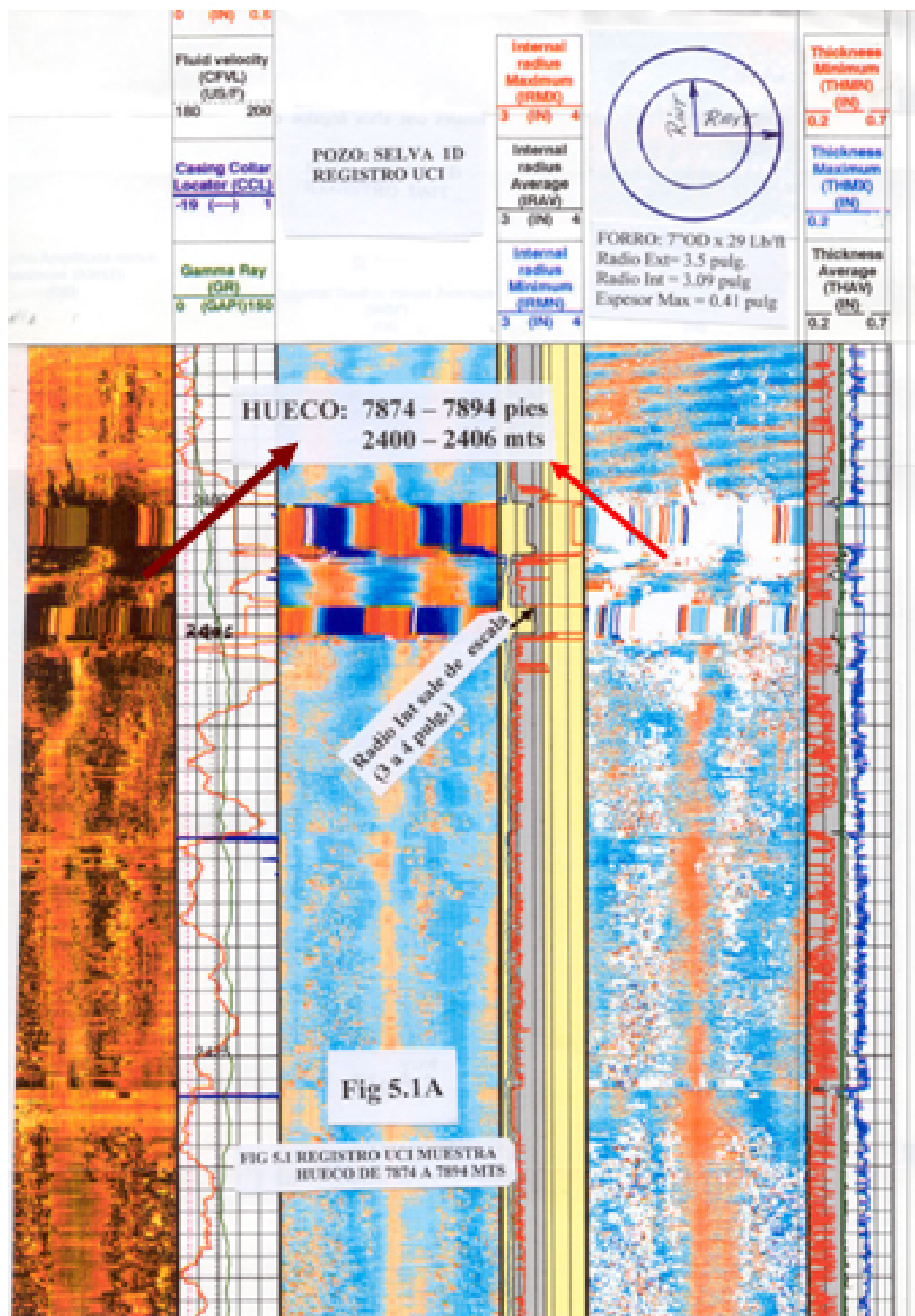
TABLA : 5.1

SELVA 1D

POZO

	DESCRIPCION	CODE	DIAS	US\$/DAY	TOTAL	TOTAL NET	
1.- EQUIPO	Movimiento y Armado de equipo		4	6,500	26,000		
	Dias de Operación		24	7200	172800		
			28			198800.0	
2.- TRANSPORTE	Movimiento de equipo (Km de movimiento)				4230		
	Camion				10000		
	Grúa		28	250	7000		
	Transporte Aereo (Pasajeros y Servicios)				10000		
	Otros				0		
						31230.0	
3.- SERVICIOS	Sacada del conjunto BES		1.5	1100	1650		
	Inspección de Tubería y Herramientas de Pesca				7000		
	Alquiler de Drill Pipe		0	4\$/dia/DP	0		
	Alquiler de Jar (Martillo Hidraulico)		10	300	3000		
	Renta de Herramienta de pesca (Molinos,String Mill..)				10000		
	Registro USIT (CORROSION MODE)				35000		
	Registro GAMMA RAY y Otros				21000		
	Punzado ó Re-punzado de arenas productivas				0		
	Sentado de PKR(FAB-1,canasta calibradora)-Schlum		2	5000	10000		
	Renta "Setting Tool" (4 corridas)- BAKER		4	2500	10000		
	Operador especialista -Baker		6	750	4500		
	Instalación de BES		1.5	1100	1650		
						103800.0	
	4.- MATERIALES	Conjunto BES				210000	
Credito de BES (conjunto saliente)					-100000		
Materiales BES (Canaletas,Superbandas,Epoxy,etc)					11000		
Equipo de Superficie BES					0		
Cable eléctrico BES (7000 ft CEL-4)					43900		
3 1/2" TBG (230 Jts)-Inspeccionado			218	230	50140		
2 7/8" TBG (232 JTS) - CREDITO			232	75	-17400		
3 1/2" TBG (70 JTS, NEW, F/SCAB LINER) (STOCK)					25230		
SCAB LINER (2 ANCHOR, 2 PKRS & ACC'S) - 2 EA			2	36104	72208		
Fluido de Workover					9669		
Broca de 6" (STOCK)			1	3500	3500		
DIESEL (STOCK)					5253		
						313500.0	
5.- LOCACION		Reparación de Plataforma				5000	
						0	
					5000.0		
6.- SUPERVISION	Supervisor del equipo		28	200 \$/Dia	5600	5600	
7.- OTHERS	Alimentación				14000		
	Contingencias				35423		
						49423.0	
TOTAL US \$					707353.0		

FIG.5.1A : REGISTRO UCI MUESTRA HUECO O CASING PARTIDO EN INTERVALO 2400 -2406 mts.



5.2.-CASO II

TIPO DE SOLUCION: Aislamiento con extensión corta del revestimiento de 7”
(**Short Tie Back**)

NOMBRE DEL POZO: SELVA 2D

Historia del Pozo

Pozo direccional completado en el año 1983.

En el Agosto de 1996 se realizo una operación de pesca para recuperar el conjunto Electro sumergible (BES con herramienta tipo Y) que se quedo como pescado encima del tope de la Laina.

En Octubre del 2002 se acondiciono el revestimiento de 9 5/8” y se corrió un registro de corrosión desde superficie hasta el tope de la Laina. Desde 1600 mts hasta el tope de la Laina a 2439 mts se aprecia un mayor desgaste del revestimiento, encontrándose la zona mas critica entre **2190 mts a 2245 mts (intervalo con alto potencial de colapso por severa corrosión y desgaste de revestimiento)**

Información del pozo

Pozo direccional Tipo “S”

Inicio de desviación (KOP) a 35 mts con 0.5°

Angulo máximo de desviación a 1,557 mts con 30°

Angulo de desviación en tope de Laina 2° a 2439 mts

Angulo de desviación final a 3205 mts con 0.5°

Forros de superficie: 13 3/8” x H-40 x 48 Lbs/ft x 552.5 mts cementado hasta superficie

Forros intermedios: 9 5/8”x N-80 x 40 Lb/ft x 2548.6 mts, cementado con tope de cemento estimado a 375 mts.

Laina de producción: 7”x N-80 x 29Lb/ft x 762.9 mts (de 3,202.5 a 2,439.6 mts), cementado todo el intervalo de la Laina

Intervalo productivo “A”: 2998.5-3036.5 mts

Intervalo productivo “B”: 3118.0 - 3134.0 mts

Programa de Trabajo

- Retirar conjunto Bomba Electro Sumergible (BES)
- Acondicionar, calibrar y reparar revestimiento de 9 5/8"
- Bajar Extensión corta de 7" (**Short Tie Back**) y cementar
- Bajar conjunto Bomba Electro Sumergible (BES)

Trabajos realizados

A.- Calibración y rectificación de Zona colapsada(2224.46-2245 mts)

1. Saco conjunto con Bomba Electro sumergible
2. Armo ensamblaje N° 1 (BHA N°1): Molino (Junk Mill de 6") + reducción (XO) + String Mill 8 ¼" + XO + 1DC 4 ¾" + Jar 4 ¾" + 10 DC 4 ¾". Bajo con 3 ½" Drill Pipe y encontró obstrucción a **2224.46** mts .Circulo de Tubos a forros. Trabajo en zona de obstrucción con rotación y circulación con los siguientes parámetros: 78 SPM , 500 PSI , 5.2 BPM , 85 RPM , 200-300 Torque , 2000 - 4000 Lbs de peso sobre el string mill de 8 ¼" con un avance de 0.5 mt/Hr (de 2,224.46 a 2,235 mt). Continuo trabajando en zona de obstrucción variando los parámetros, logrando calibrar la zona colapsada de **2224.46 a 2245 mts** en 18 Hrs. Repaso varias veces hasta tener pase sin restricción y luego bajo libre hasta el tope de la Laina a 2436.6 mts. Saco ensamblaje N° 1 (BHA N° 1).
3. Armo BHA N° 2: Broca de 6" y limpio hasta el fondo del pozo(3148.0 mts).

B.- Acondicionamiento de la funda o camisa del tope de la Laina (Tie back Setting Sleeve)

4. Armó y bajo BHA N° con el molino pulido acondicionador del tope de la laina ("**Tie back Polish mill**" de 7 5/16"). Registro tope de la laina a 2436 mts. Trabajo Polish mill de 5 7/16" con rotación, circulación y peso (78 SPM, 5 BPM, 500 PSI, 125-130 Torque, 1,000 Lbs de peso) hasta acondicionar la funda del tope de la Laina (**Tie Back setting Sleeve de 7"**) en 1.9 mts de longitud ..

5. Bajo empaque recuperable tipo RBP de 7" con tubería y sentó a 2508 mts (68 mts debajo del tope de la Laina) y soltó 7 SX de arena de fracturamiento sobre el empaque RBP. Saco tubería con herramienta de asentado del empaque.

C.- Bajada de la extensión corta " Short Tie Back"

6. Armo y bajo herramienta de enchufe con 3 unidades de sello (**Tie Back Stem**) + 1 Casing de 7" con 4 huecos laterales + 1 Casing de de 7 + Collar flotador con canastilla (Flot collar con Catcher Sub) + 1 Casing de 7"+ Landing Collar + 72 casing de 7". Conecto colgador de Laina (**HMC Liner Hanger**) + RS Niple + Funda o camisa (**Tie back Setting Sleeve**) al ultimo casing de 7" ensamblado con la herramienta de asentamiento del colgador (Setting Tool). Chequeo peso (subiendo 94M Lbs , bajando 84M Lbs). Durante la bajada del Casing se lleno la tubería con agua.
7. Bajo ensamblaje de extensión de la Laina (**Short Tie Back**) con Drill Pipe de 3 ½". Penetro **Tie Back Stem** dentro del tope de la Laina antigua (**Tie Back Setting Sleeve**). Soltó bola de 1½". Coloco cabeza de cementacion y probo líneas de superficie. Presurizo con 1500 PSI y sentó hidráulicamente el colgador de la Laina (**HMC Liner Hanger**) a **1435.53 mts**. Continuo presurizando hasta 2000 PSI y libero la herramienta de asentamiento (**Hydraulic Setting Tool**). Verifico liberación de la herramienta. OK. Continuo incrementando presión hasta 3000 PSI y expulso la bola de 1 ½" del asiento del Landing Collar. Descargo presión y coloco 10,000 Lbs de peso al colgador de la Laina para compensar el efecto pistón durante la operación de cementacion.

D. - Cementación de la Extensión de la Laina (" Short Tie Back")

8. Bombeo 20 Bbls de agua fresca como fluido espaciador seguido de 94 Bbls de mezcla de cemento de 15.6 Lb/gal. Soltó tapón de desplazamiento (plug down) y desplazo con 163 Bbls de fluido de trabajo (Workover fluid) verificando la llegada del tapón con 2,500 PSI. Descargo presión a los tanques para verificar funcionamiento de los

equipos flotadores. OK. Levanto herramienta de asentado (Hydraulic Setting Tool) y un tubo. Cerró control ciego (Pipe Rams) y reverso de forros a tubos con 80 Bbls, observando en el retorno trazas de cemento contaminado. Desarmo líneas de superficie y saco tubería con la herramienta de asentamiento hidráulico “ Hydraulic setting Tool”. Espero fraguado de cemento por 24 Hrs.

9. Armo y bajo broca de 6” .Limpio cemento. Molió equipo flotador (Landing collar, float collar) y limpio arena de fracturamiento. Saco Broca
10. Bajo Broca de 6” con rascador de 7” (Scraper de 7”) y limpio hasta el fondo. Saco Broca y Scraper.
11. Bajo pescante y recupero Packer RBP de 7”.
12. Armó y bajo conjunto BES.
13. Saco controles preventor de reventones (BOP’s)
14. Armo cabezal del pozo (Well Head – X mas Tree)
15. Arranco y puso en prueba el pozo a Batería.

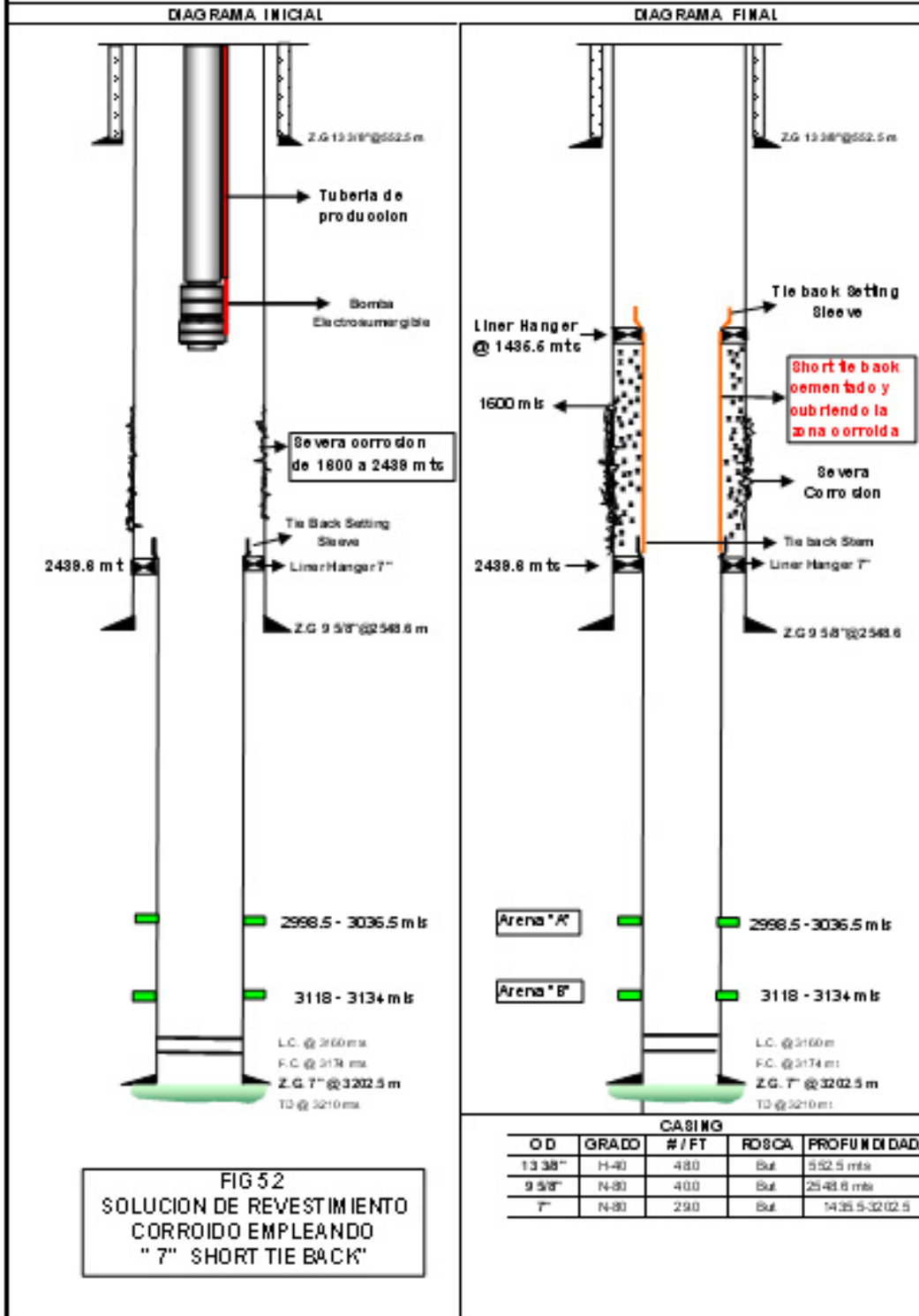
Resultados obtenidos:

El trabajo de aislamiento de la zona dañada del revestimiento de 9 5/8” quedo solucionado al bajar la extensión de la lina de 7” (**7” SHORT TIE BACK**) para cubrir la zona corroída y cementar completamente hasta el nuevo tope de la lina a 1453.5 mts tal como se muestra en la **FIG 5.2**

En la **Tabla 5.2** se indica el costo total del trabajo de reparación del revestimiento de 9 5/8” corroído empleando la técnica de extensión de la Lina de 7”. El costo total fue de **US \$ 734,125**

La **FIG 5.2A** muestra el registro Ultrasónico de imagen (**Ultra Sonic Imager Tool -USIT**) tomado en el pozo Selva 2D donde se observa una severa corrosión de 2190 – 2245 mts. En ese intervalo los colores de la escala de amplitud son colores oscuros lo que indica un severo desgaste del revestimiento y esto es confirmado por la variación brusca del radio interno de la tubería así como el remanente del espesor del revestimiento que muestra oscilaciones bruscas..

DIAGRAMA DEL POZO (Short Tie Back) POZO SELVA 2D



COSTO DEL WORKOVER (SHORT TIE BACK)

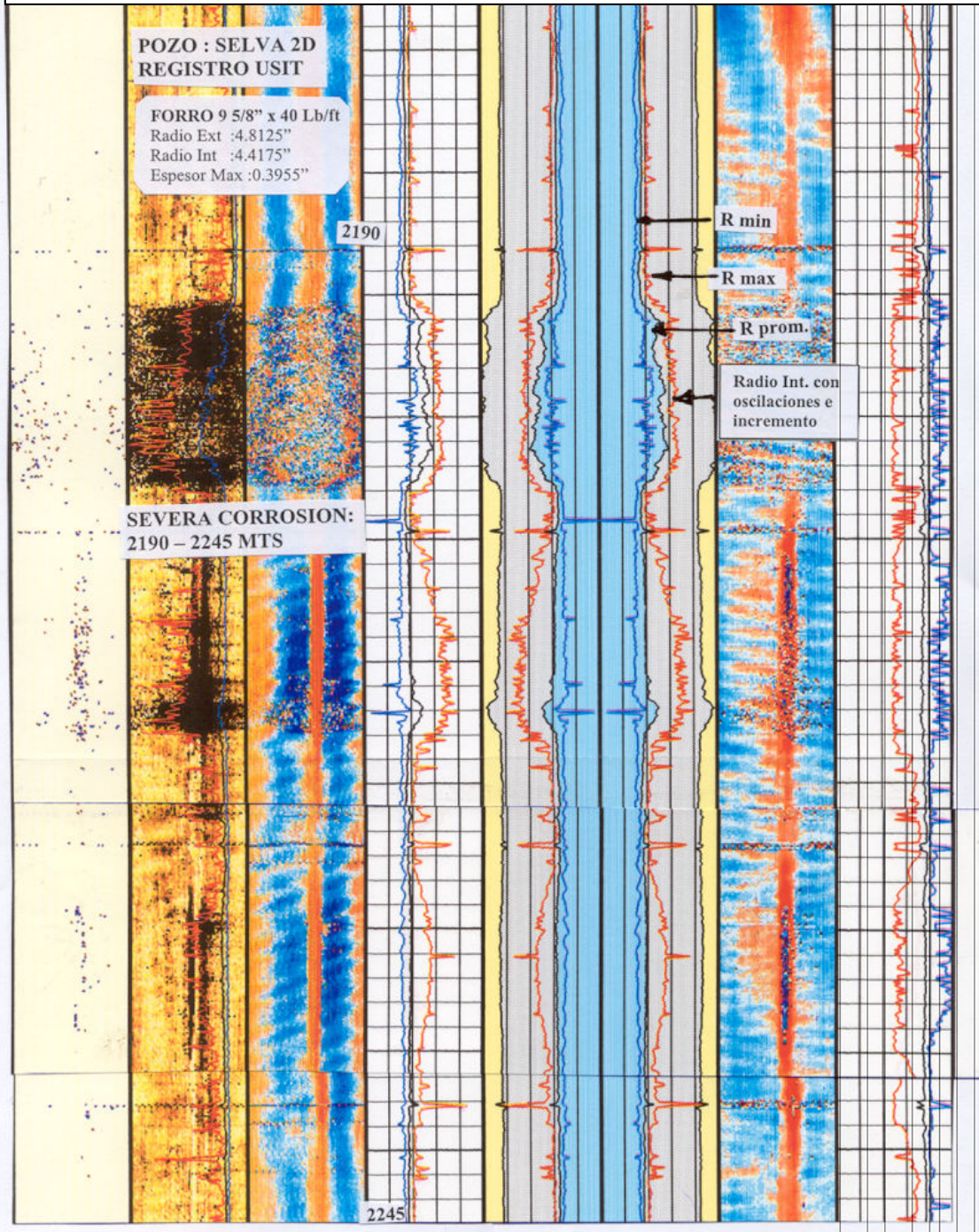
TABLA : 5.2

POZO

SELVA 2D

	DESCRIPCIÓN	CODE	DIAS	USS/DIA	TOTAL	TOTAL NET
1.- EQUIPO	Movimiento y Armado de Equipo		4	6500	26000	
	Días de Operación		29	7200	208800	
			33			234800.0
2.- TRANSPORTE	Movimiento de Equipo (Km de movimiento)				4500	
	Camión				8000	
	Guía		33	250	8250	
	Transporte Aereo (Pasajeros y servicios)				15000	
	Otros				0	
						35750.0
3.- SERVICIOS	Sacada del conjunto BES		1.5	1100	1650	
	Inspección de tubería y herramientas de pesca				10000	
	Renta del Drill Pipe (Tubería de Perforar)				0	
	Renta del Martillo Hidráulico (Jár)		12	300	3600	
	Renta de herramientas de pesca (Molinos, string Mill...)				10000	
	Registro USIT (modo Corrosión)				0	
	Renta del tapon recuperable RBP				15000	
	Operador de Cementación		6	1100	6600	
	Operador especialista del Liner Hanger-Baker		6	750	4500	
	Renta de SETTING TOOL y accesorios - BAKER				13800	
	Renta de equipo para bajar foros de 7"				15000	
	Instalación del conjunto BES		1.5	1100	1650	
						81000.0
	4.- MATERIALES	Conjunto BES (Bomba, protectores, motores, intake)				210000
Credito del conjunto saliente BES					-100000	
Materiales BES (canaletas, superbandas, Epoxy, etc)					11000	
Equipos de Superficie BES					0	
Cable eléctrico BES x 4400 ft CEL-4 (95ft)			4400	9	39600	
Tubería de producción 3 1/2" Inspeccionado (190 Jts)			150	263	39450	
Tubería de 3 1/2" credito (160 Jts sale del pozo)			160	75	-12000	
Revestimiento de 7" x 29Lb/ft (80 Jts)			80	700	56000	
Herramientas de Short tie Back (Hanger japonés,....)					45 000	
Fluido de Workover					7000	
Broca de 6"			1	3500	3500	
Consumo de Diesel 250 Gal/Día a 1.1 \$/Gal			6750	1.1	7425	
Arena de Fracturamiento -7 Sx					3500	
						306275.0
5.- LOCACION		Preparación de Plataforma				10000
	Preparación y construcción del acceso				2000	
						12000.0
6.- SUPERVISION	Supervisor del equipo				7800	7800
7.- OTROS	Alimentación				15000	
	Contingencia				40000	
						55000.0
TOTAL						734125.0

**FIG 5.2A: REGISTRO USIT MUESTRA SEVERA CORROSION
EN INTERVALO 2190 – 2245 MTS**



5.3. - CASO III

TIPO DE SOLUCION: AISLAMIENTO CON TUBULAR METALICO

EXPANDIBLE (CASING EXPATCH)

NOMBRE DEL POZO: SELVA 3D

Historia del Pozo

Pozo completado en Agosto de 1979. Se reparo el tope de la Laina con cementacion forzada y se probó con 2500 PSI . En Junio del 2004 se intervino el pozo y se calibro con broca y rascador (Scraper) sin detectar restricciones en ambos revestimientos. Se bajo conjunto BES con "Y Tool"(dispositivo que permite bajar una sonda de registro de producción). Después de 7 días de producción el pozo incremento su corte de agua en 100%. Se corrió un registro de producción " PLT" (Production logging Tool) y se detecto una intrusión de agua a 2587 mts en el revestimiento de 7".

Información del pozo

Pozo direccional tipo "S". Inicio la desviación a 106 mt .Alcanzo el máximo ángulo de desviación a 691 mts (36°). A 1664 mts comenzó a bajar el ángulo de desviación hasta tener una desviación de 5° a 3304 mts.

Forros de superficie: 13 3/8"x H-40 x 48 Lbs/ft x 522.3 mts cementado hasta superficie

Forros intermedios: 9 5/8"x N-80 x 40 Lb/ft x 2577.4 mts. Tope de cemento a 1277 mts

Laina de producción: 7"x N-80 x 29Lb/ft x 804.13 mts (de 3,300 a 2495.87 mts) . Tope de cemento a 2600 mts.

Hueco en revestimiento de 7" a 2587 mts (detectado con registro PLT)

Intervalo productivo "A" : 3252 - 3254 mts / 3255-3257 mts

Intervalo productivo "B": 3259.3 – 3261.3 mts / 3262.8 – 3264.5 mts

Programa de trabajo

- Sacar conjunto BES

- Correr registro de corrosión USIT en revestimiento de 7" y evaluar
- Aislar Zona dañada con Expandible metal Casing ExPatch.
- Bajar conjunto BES

Trabajos realizados

A.-Calibración y toma de registro de corrosión

1. Armo equipo y controlo el pozo con fluido de Workover de 8.4 Lb/gal
2. Desarmo cabezal del pozo .Instalo y probo controles de reventón (BOP).
3. Saco conjunto BES
4. Bajo broca de 6" y encontró restricción a 2587 mts. Trabajo con rotación y circulación logrando avanzar hasta 2589 mts. Saco broca por excesivo torque.
5. Bajo Junk Mill de 4 7/8" como guía + String Mill de 6" trabajo con rotación y circulación desde 2580 mts hasta 2590 mts con 500 PSI , 48-60 RPM , 3 BPM , Torque 100/140 , peso 1000 -2000 Lbs. Repaso varias veces el intervalo de restricción y luego bajo libre hasta el fondo a 3265 mts.
6. Con unidad y cable eléctrico bajo canasta calibradora de 5 7/8" hasta 3265 mts
7. Bajo Sonda USIT (registro de corrosión) y registro en revestimiento de 7" desde el fondo hasta el tope de la Laina (2495.9 mts). Cambio cabezal de la sonda USIT y registro en revestimiento de 9 5/8" de tope de la Laina a superficie.

Nota: El registro mostró el revestimiento de 9 5/8" en aceptables condiciones y con ligera corrosión cerca al tope de la Laina. En el revestimiento de 7" se observa severa corrosión con huecos en el intervalo 2580-2590 mts .

La FIG 5.4 muestra el registro de corrosión donde se puede observar el hueco producido en el revestimiento de 7" en el intervalo 2580 a 2590 mts

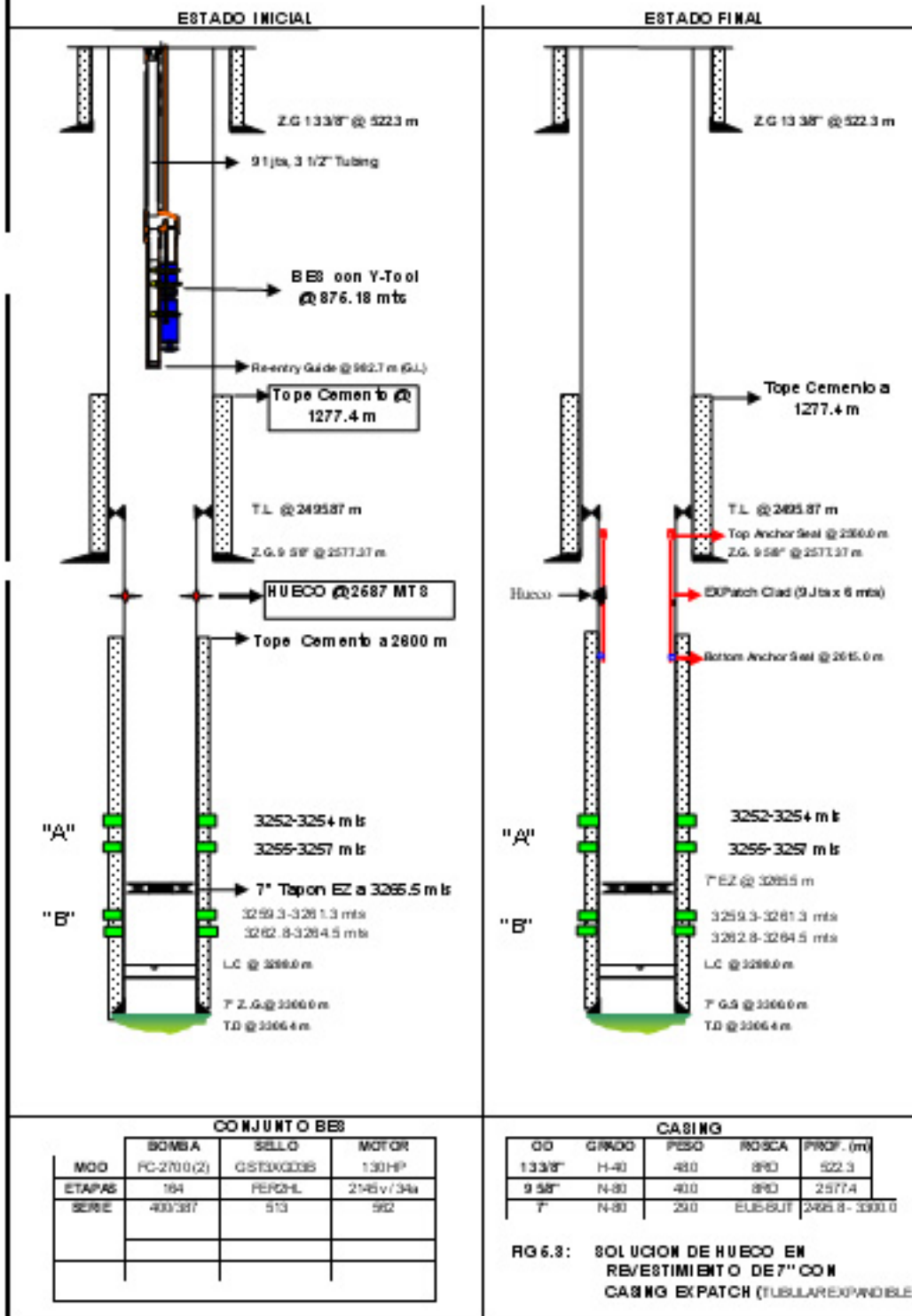
B.-Instalación del Expandible metal Casing Patch.

8. Armó y bajó la Sección Sello Ancla Inferior (Bottom anchor seal x 3 m) + 9 tubulares expandibles (Clad Patch x 6 mt cada tubular) + Sección Sello Ancla Superior (Top Anchor Seal x 1.5 mts) conectado a la herramienta de instalación y expansión hidráulica (Running String). Longitud total = 58.5 mts
9. Bajó todo el conjunto a la profundidad programada (**tope a 2555 m, fondo a 2613.5 mts**) usando tubería de perforación .
10. Soltó bolita 1 ¾" para cerrar hidráulicamente el sistema en el ensamblaje de expansión
11. Presurizo el sistema con 4000 PSI y activo el pistón e inicio la expansión (Max presión de trabajo: 5000 PSI). Durante la parte inicial de la carrera del pistón , el Sello Ancla Superior es expandido y fijado al revestimiento.
12. Continuo aplicando presión hasta que el pistón completo su carrera de 1.5 mts y la válvula de alivio del sistema se activo indicando la conclusión de la carrera.
13. Cerró el pistón y continúo bajando la tubería.
14. Re- presurizo el sistema y repitió puntos 11, 12 y 13 a lo largo de la longitud del tubular expandible (en el ultimo ciclo el ancla hidráulico se asentó en el revestimiento por debajo del Sello Ancla Inferior
15. Retiró la sarta de instalación y expansión (running String).
16. Armó y bajó conjunto BES
17. Se puso el pozo en prueba .

Resultados obtenidos

Se soluciono el problema del hueco a 2587 mts en el revestimiento de 7" al colocar el tubular metal expandible "Casing Expatch" en el intervalo de 2560 – 2615 mts (55 mts de longitud total) tal como se muestra en el diagrama final del pozo Selva 3 (**FIG 5.3**)

DIAGRAMA DEL POZO (Expandible metal Csa ExPatch) POZO SELVA 3D



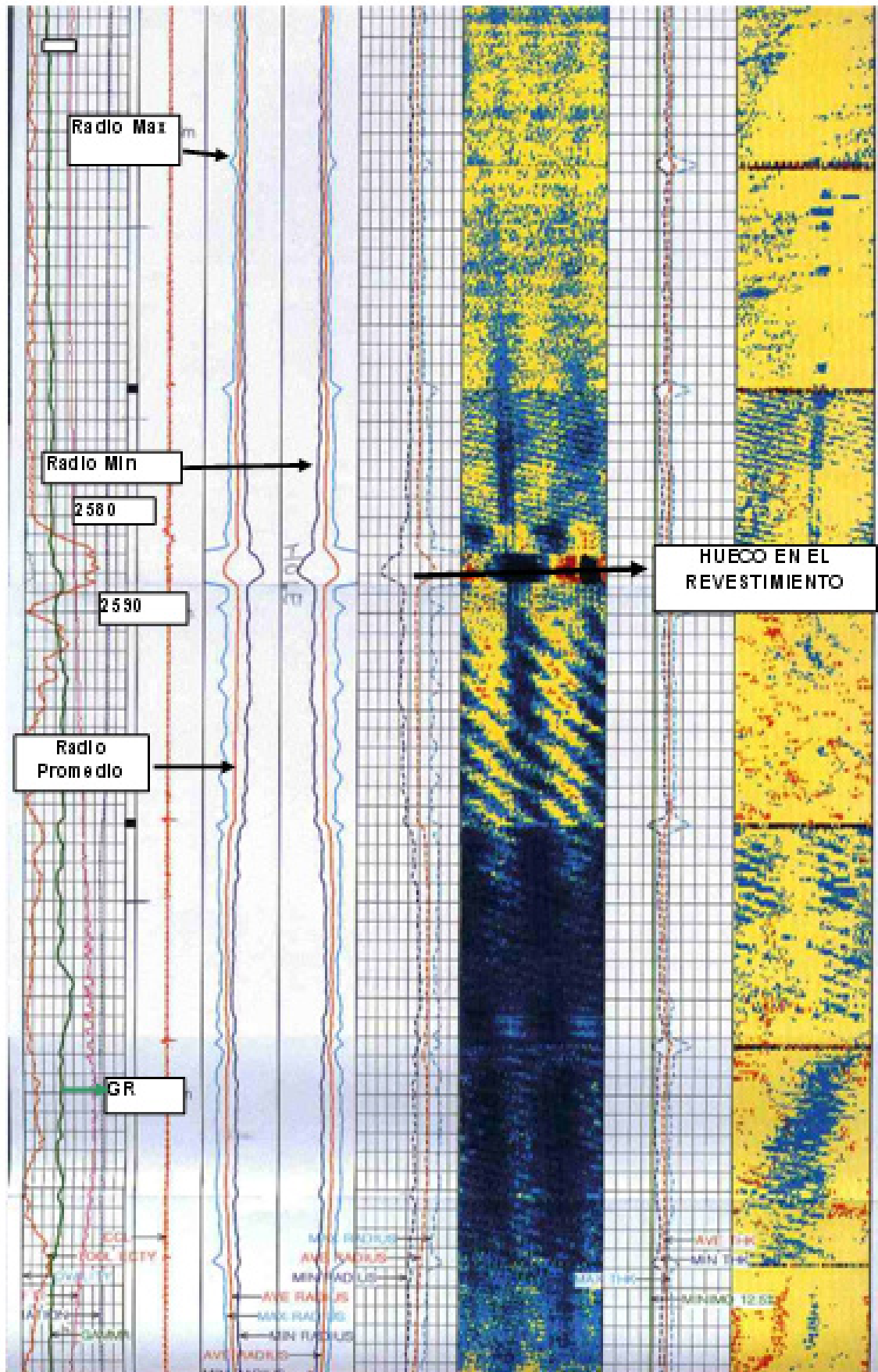


FIG 5.4: REGISTRO DE CORROSION USIT MOSTRANDO HUECO EN REVESTIMIENTO DE 7" EN EL INTERVALO 2580 - 2590 M

CAPITULO VI

ANALISIS ECONOMICO Y COMPARACION DE COSTOS

En este capítulo se muestra un cuadro comparativo de costos de los tres métodos que con mayor frecuencia se usan en la industria del petróleo, así como una evaluación económica que justifica el trabajo de reparación del revestimiento.

La selección de cada método dependerá del estado en que se encuentra el revestimiento, de la longitud total a ser reparada, de la evaluación económica, reservas de petróleo y del tipo de instalación que se empleara para producir el pozo. Cada método tiene su ventaja y su desventaja, siendo las principales las que a continuación se describen.

Aislamiento con dos empaaduras (Scab Liner): Es el método más económico. Su desventaja es que la tubería de aislamiento puede volverse a corroer por estar expuesta al fluido que produjo la corrosión anterior y no estar protegido con cemento el espacio anular. La segunda desventaja es cuando se vuelve a intervenir el pozo para recuperar las dos empaaduras del “Scab Liner”. Esta operación podría complicarse dificultando la recuperación del empaque inferior al pasar por la zona dañada, que por el tiempo transcurrido el revestimiento debe tener un deterioro mayor. La otra desventaja es la reducción considerable del diámetro interno de la zona aislada con las dos empaaduras, el cual no permitirá bajar herramientas o equipos estándar para un determinado revestimiento.

Aislamiento con extensión de la Laina de producción (Short Tie Back): Este método tiene la ventaja de ofrecer doble seguridad al aislar completamente toda la zona corroída con la extensión de la Laina y luego todo

el espacio anular de la extensión (Short tie back) es cementado.

La desventaja sería en pozos donde estaría limitado la bajada de equipos de alto régimen de extracción por la limitación del diámetro interno de la extensión de la lina (Ej.: conjunto BES de mayor capacidad y de mayor diámetro el cual no pasaría por la extensión de la lina).

Aislamiento con tubulares expandibles (Casing ExPatch) es un método nuevo que se adhiere al revestimiento corroído haciendo sello metal-metal en la zona dañada y aislando el tope y fondo con un ancla que tiene unidades de sello. La reducción del diámetro interior en la zona donde se colocó la extensión expandible es de solo $\frac{1}{4}$ de pulgada. Esta reducción es mínima comparada con los dos métodos anteriores.

Su desventaja sería la presión de colapso que soporta los tubulares expandibles que están en el rango de 1,200 a 3,500 PSI y la presión de estallido de 3,000 PSI y la dureza del material que no es perforable ni recuperable.

6.1.- COMPARACION DE COSTOS Y EVALUACIÓN ECONOMICA

En el cuadro comparativo (Tabla 6.1) se podrá observar que el aislamiento con Tubulares expandibles (**Casing ExPatch**) es el método **más caro** debido al costo de cada tubo expandible (**US \$ 4,000 por cada tubo expandible de 6 mts**) por lo que su aplicación solo sería recomendable para tramos cortos.

El aislamiento con extensión de la Lina (**Short Tie Back**) es el más seguro debido a que el intervalo de extensión que cubre la zona dañada está cementado y por lo mismo tendrá una mayor protección.

El aislamiento con dos empaaduras (**Scab Liner**) es el **más económico**, pero tiene un alto riesgo de complicarse cuando se intentaría recuperar la empaadura inferior que sirvió para aislar la zona dañada.

En la **tabla 6.1** se muestra el cuadro comparativo con los costos de reparación del revestimiento de cada sistema. En este cuadro comparativo, solo se ha considerado los gastos que involucran desde el momento en que el pozo esta listo para bajar cualquiera de las tres instalaciones de reparación, hasta el momento en que quedo reparado y listo para bajar la instalación de producción.

Para preparar este cuadro comparativo se tomo los datos reales de un pozo con problemas en el revestimiento de 9 5/8" y un diseño optimizado de solución para cada sistema los cuales dieron los siguientes costos.

Si se bajaría un Casing Expatch el costo seria de US \$ 320,835 o US \$ 206,580 para un Short Tie Back contra un Scab liner que costaría US \$ 124,725

Así mismo antes de intervenir un pozo, se prepara una evaluación económica que nos dirá si el proyecto es rentable o no. En este caso solo se presentara el análisis económico para el caso del aislamiento con dos empaaduras.

La corrida económica se efectuó considerando los siguientes parámetros:

- **Precio del Barril del petróleo** : **35.0 \$/Bbl**
- **Costo diferencial** : **3.5 \$/Bbl**
- **Costo transporte** : **2.1 \$/Bbl**
- **Costo operativo** : **1.0 \$/Bbl**
- **Tasa de descuento** : **15.0 %**
- **Impuesto a la renta** : **30.0 %**
- **API del crudo** : **25° API**
- **Reservas** : **251M BO**

Los resultados de la corrida económica dieron los siguientes valores:

Reserva MBO	Inversión	NPV a 15%	Pay Out (años)	IRR
251	707.4M US \$	1,688.1	0.6 años	>100

La evaluación económica se muestran en la tabla 6.2 donde se observa que la inversión se recupera a los 0.6 años (Pay Out). La Fig.6.2 muestra la curva de declinación del pozo.

TABLA 6.1: COSTO COMPARATIVO DE REPARACIÓN DE REVESTIMIENTO

DESCRIPCION	COSTO UNITARIO	COSTO ACUM.	SHORT TIE BACK	SCAB LINER	CASING EXPATCH
100 Csg 7" x 29 lbs/ft	700	70000	70,000	0	0
92 Jts de 4 1/2" N-80	270	24840	0	24,840	0
Venta de herramientas			45,000	66,900	0
Renta de herramientas			12,000	4,200	22,200
Operador Especialista			4,500	4,500	10,000
Servicio cementación			20,000	0	0
Materiales cementación			10,000	0	0
Venta de tapon ciego			2,700	0	0
Serv. Sentada de Tapon			10,000	0	0
4 Dias de Equipo (Short tie Back)	7200	28,800	28,800	0	0
3 Dias de Equipo (Scab liner)	7200	21,600	0	21,600	0
3 Dias de Equipo (Csg Expatch)	7200	21,600	0	0	21,600
Alimentación: 28 Personas	\$15 x día		1,680	1,260	1,260
Diesel (250 gal/día)	1.1\$/gal		1,100	825	825
Supv. De Equipo	200 \$/día		800	600	600
Top Anchor seal x 5'			0	0	21,850
Bottom Anchor seal x 10'			0	0	18,000
Unidad de sellos del Ancla	(2x20ft)x 12,000\$	24,000	0	0	24,000
50 tubular expandible(1000')	4000\$/tubo	200,000	0	0	200,000
Seal Lube (sello de uniones)			0	0	500
Costo Total en \$			206,580	124,725	320,835

Nota: Para los efectos de comparación se ha tomado un pozo con las siguientes

características:

- Tope de liner: 2304 mts
- Intervalo corroído en 9 5/8" revestimiento: 879 mts (1539 – 1979 mts)
- Longitud de short tie back: 1204 mts (100 forros de 7")
- Longitud de scab liner: 895 mts (92 tubing de 4 ½")
- Longitud de Casing Patch: 50 tubos expandibles de 20 ft x tubo (305 mts)

ANÁLISIS ECONOMICO : REPARACION DE REVESTIMIENTO
 POZO : SELVA2D
 A- DECLINACION DE LA PRODUCCION

TABLA 6.2

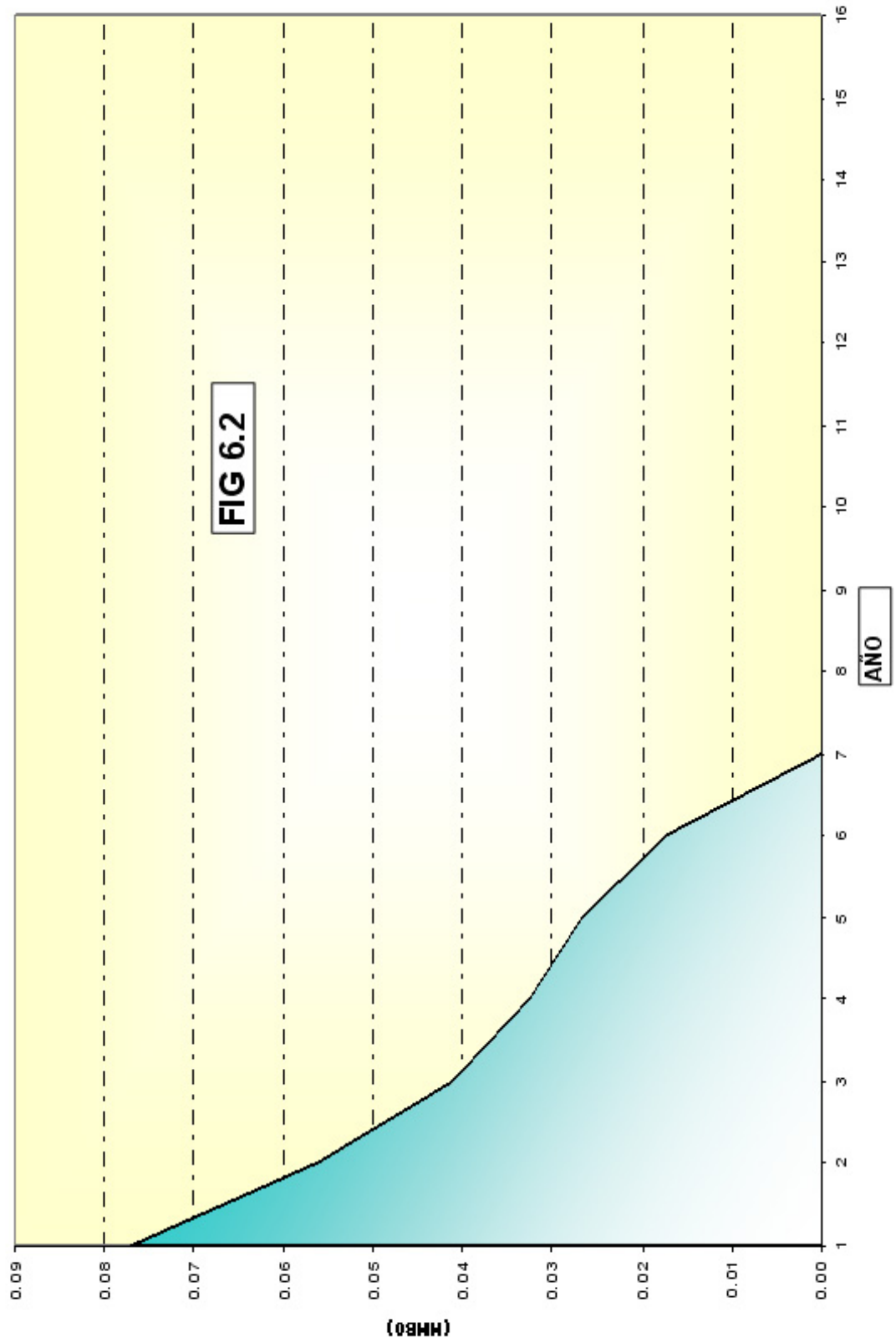
MES	PROD.DE PETROLEO (BOPD)	TOTAL (MBOPD)	100%
1			
2	285		0.285
3	271		0.271
4	258		0.258
5	247		0.247
6	236		0.236
7	227		0.227
8	218		0.218
9	209		0.209
10	201		0.201
11	194		0.194
12	187		0.187
ANO			
2	154		0.154
3	113		0.113
4	89		0.089
5	73		0.073
6	47		0.047
7			0

PRECIO DEL PETROLEO : 35 \$/Bbl
 COSTO DIFERENCIAL : 3.5 \$/Bbl
 REGALIAS : 2.1 \$/Bbl
 COSTO DE TRANSPORTE : 2.1 \$/Bbl
 COSTO OPERATIVO : 1.0 \$/Bbl
 EXITO DEL PROYECTO : 100%

B.- RESUMEN DEL ANALISIS ECONOMICO

ANO	PROD. (MBOP)	PROD. (MMBO)	PRECIO \$/Bbl	VENTA BRUTA	REGALIA	TRANSP	INGRESO NETO	COSTO OPERATIVO	INVERSION	IMPUESTOS RENTA	IMPUESTOS RENTA 30%	INGRESO NETO	FLUJO CAJA
1	0.21	0.078	30.5	2348.6	558	161.8	1628.8	77.1	707.4	844.4	253.3	591.1	467.2
2	0.15	0.061	24.5	1375.7	320.7	117.9	937	56.1	0	880.9	264.3	616.6	673.5
3	0.11	0.042	21.5	888.7	204.5	86.8	587.4	41.3	0	556.1	166.8	389.3	417.2
4	0.09	0.033	21.5	700.4	161.2	68.4	470.8	32.6	0	438.3	131.5	306.8	317.2
5	0.07	0.027	21.5	574.2	132.1	56.1	386	26.7	0	359.3	107.8	251.5	258.5
6	0.05	0.017	21.5	372.1	85.6	36.3	250.1	17.3	0	232.9	69.9	163	174.2
7	0	0.003	21.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20.6
8	0	0	21.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL		0.25	22.3	6259.6	1462.1	527.4	4270.2	251.1	707.4	3312.5	983.7	2318.7	2318.7
NPV@15%				4840.3	1133.5	396.4	3310.4	188.8	659.6	2462.3	738.7	1723.6	1688.1
PAYOUT(ANO)													0.6
IRR													>100

CURVA DE PRODUCCION DE PETROLEO



CAPITULO VII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Debido al proceso de corrosión o desgaste del espesor de pared en los revestimientos intermedios o lana de producción se han tenido que intervenir muchos pozos al detectarse obstrucción o reducción en su diámetro interno o al detectarse entrada brusca de agua extraña.

En muchos casos los trabajos efectuados fueron insatisfactorios ocasionando una pérdida total del pozo, debido al estado en que se encontró los revestimientos y siendo imposible su reparación por problemas de agarre del conjunto de reparación, pesca complicada de herramientas utilizadas, salida del hueco principal, desplazamiento del revestimiento, etc.

Para evaluar el revestimiento en los pozos donde se ha detectado anomalías se ha recomendado correr registros de corrosión (MAC , CIT , USIT .UCI) y hacer un análisis no solamente basado en los registros que fueron corridos, sino también en los agentes que causan esta corrosión (agua salina). De los análisis se ha determinado que la mayoría de los **pozos de la selva** tienen problemas en los revestimientos debido al alto grado de corrosividad del agua salada de los pozos.

Actualmente se están inyectando y circulando inhibidores de corrosión desde superficie hasta la bomba electro sumergible (BES), pero se sigue pensando que este método no es lo suficiente para proteger el revestimiento.

De los análisis efectuados a los pozos de la selva podemos decir que los que produce agua con alto porcentaje de CO₂, alto contenido de sólidos disueltos y

con bajo PH, tarde o temprano son los candidatos potenciales a tener un severo daño en el revestimiento (corrosión, colapso, huecos, rajaduras, etc.)

7.1.-CONCLUSIONES:

1. El bajo PH del agua producida, asociado con la erosión de la arena son causales del problema de corrosión en la selva peruana. **Pozos con PH debajo de 5.5** son los que tuvieron mayores problemas en los revestimientos
2. Pozos con valores altos del **TDS** (sólidos disueltos totales) han erosionado y debilitado el revestimiento haciendo que se acelere el proceso de corrosión. En pozos que producen arena y tienen valores altos de TDS (**encima de 45,000 mg/lit**) se ha observado el incremento de revestimientos dañados.
3. La corrosión localizada tipo picaduras "Pitting" producida por la presencia de CO₂ (**valores entre 13 - 27%**) de acuerdo a los análisis efectuado es el que causo mayor problema en los revestimientos. Es necesario mencionar que hay una alta probabilidad de encontrar revestimientos dañados debido a que dichos revestimientos tienen mas de 25 años de instalados y muchos de ellos no tienen una buena cementación o no han sido cubierto con cemento las zonas acuíferas y están expuestas al contacto agua salada /revestimiento y esto hace que se acelere el proceso de corrosión .
4. Otro problema que se encontró durante la evaluación, fue que las herramientas usadas no determinan cualitativamente el grado de corrosión, esto quiere decir que su objetivo fue solamente detectar el daño en el revestimiento (hueco, colapso o rajadura). Hay herramientas que distorsionan la información cuando hay presencia de otro revestimiento (revestimiento concéntrico) caso del CIT o cuando el pozo no esta completamente limpio y se usan herramientas Ultrasónicas las cuales dan información no confiable por el rebote distorsionado de las ondas sonoras.
5. En muchos registros de corrosión se observo daños mecánicos producidos por la broca, rascadores, molinos, zapatos rotatorios, herramientas de pesca, rozamiento de la tubería de trabajo, los cuales

han debilitado la pared del revestimiento produciendo rotura o hueco del revestimiento. El porcentaje de pozos con este tipo de daño mecánico es mayor en los pozos direccionales con altos ángulos de desviación.

6. Los registros ultrasónicos dan no solo información del estado interno de la tubería, sino que complementan esta información con el mapeo del espesor y del estado externo del revestimiento. Este registro al medir la impedancia del medio ambiente también nos da una idea mas precisa del estado de la cementación.

7.2.- RECOMENDACIONES:

1. Para evitar la perdida de muchos pozos por problemas de corrosión se debe diseñar un procedimiento que permita inyectar un inhibidor de corrosión lo mas profundo como sea posible
2. Emplear tubo capilar en paralelo con los tres conductores del cable eléctrico para permitir la inyección de un inhibidor de corrosión de superficie hasta el punto de empalme del cable de extensión al motor. De este punto se puede continuar la inyección a través de una tubería delgada haciendo que la química llegue lo mas profundo posible. Para evitar la degradación térmica y otras características del inhibidor se debe efectuar pruebas para evitar el taponamiento del tubo capilar.
3. En pozos que producen altos valores de arena y sólidos disueltos en suspensión se debe disminuir el régimen de extracción hasta que se forme un taco de arena natural y minimizar la producción de arena. Es decir sacrificar producción y conservar el revestimiento. Si la situación es critica y el análisis económico lo permite ver la posibilidad de realizar un trabajo de control de arena "Sand Control".
4. Realizar un control de agua periódicamente, no solamente en los pozos que tienen problemas de corrosión en la tubería de producción, sino también en todos los pozos con corte de agua alto y de esta manera seleccionar el inhibidor adecuado.
5. De las tres técnicas de reparación de revestimiento mencionado en este estudio el Tie Back (Extensión de la tubería colgada) es la que ofrece mayor seguridad por tener doble protección de la zona dañada (Cementado y protegido con un revestimiento nuevo).

6. El aislamiento de la zona dañada con dos empaaduras (**Scab Liner**) si bien es el mas económico, también es el que tiene el mayor riesgo de perdida del pozo, en caso que se quisiese recuperar las empaaduras en una siguiente intervención. El riesgo mas grande es que el revestimiento antiguo y corroído debido a que continua en contacto con el elemento corrosivo sufriría un deterioro mayor e impediría la recuperación del empaque inferior al tratar de pasar por la zona dañada (las empaaduras tienen un diámetro exterior ligeramente menor que el diámetro interior del revestimiento) y quedaría como pescado la empaadura por atraque (alta probabilidad de que se produzca un fuerte colapso en la zona dañada).
7. El aislamiento con tubulares expandibles (**Casing ExPatch**) es una técnica reciente que se esta aplicando con buenos resultados debido a que hace un sello metal-metal y no se pierde mucho diámetro interior en la zona de trabajo ($\frac{1}{4}$ " de pulgada de disminución del diámetro interior). La desventaja de esta tecnología es que es recomendable para tramos no muy grandes y que sean localizados (el costo del material es demasiado alto). Actualmente están en proceso de incrementar la presión de colapso y la presión interna.
8. Continuar con los registros ultrasónicos para evaluar el estado del revestimiento y los trabajos de cementación.

APENDICE

En este capítulo se presentara en forma didáctica algunos diagramas ilustrativos, registros de corrosión, secuencias operativas de las principales herramientas de aislamiento, así como herramientas de rectificación y acondicionamiento de revestimientos.

Apéndice 1: Muestra las principales herramientas que se usan para la rectificación y calibración del revestimiento .

Apéndice 2: Muestra un diagrama típico de una instalación de tubo capilar para inyectar inhibidor de corrosión y proteger al revestimiento de los elementos corrosivos .

Apéndice 3: Muestra las herramientas mecánicas, electromagnéticas, sonicas y ultrasónicas que se emplean para evaluar y determinar el estado de los revestimientos .

Apéndice 4: Muestra una presentación del registro ultrasónico de corrosión modo imagen (UCI) indicando un hueco en el revestimiento. La resolución de imagen tridimensional nos muestra los huecos y la canalización existente en el exterior de la tubería.

Apéndice 5: El registro de corrosión ultrasónico modo imagen (UCI) muestra claramente los huecos del punzado efectuados en el revestimiento (manchas oscuras en la zona de amplitud). La resolución en tercera dimensión confirma la existencia de los punzados .

Apéndice 6: Muestra la descripción del ensamblaje que se utiliza para aislar una zona, extendiendo la longitud de la lana de producción (Short Tie Back)

Apéndice 7: Muestra un típico ensamblaje de aislamiento con dos empaques (Scab Liner).Muestra también el empaque permanente tipo FAB-1 con el ancla KBH-22

Apéndice 8: Muestra la descripción de la Lana de producción y la herramienta de asentamiento (Liner Hanger y Setting Tool)

Apéndice 9: Muéstrale procedimiento que se sigue para aislar una zona dañada empleando los tubulares expandibles (Casing Expatch)

Apéndice 10: Muestra las principales aplicaciones del aislamiento con tubulares expandibles (Casing Expatch).

Apéndice 11: Muestra el cono de expansión y los tubulares metálicos expandibles que se usa en el sistema de aislamiento de revestimiento con tubulares expandibles (Casing Expatch) (Pág.88)

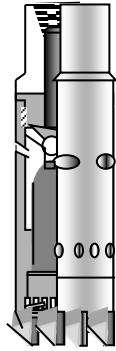
Apéndice 12: Muestra el sistema completo de aislamiento con tubulares expandibles “Casing Expatch” (Herramienta de instalación hidráulica, Ancla y sello superior, tubulares expandibles o parches, ancla y sello inferior) (Pág.89)

Apéndice 13: Registro ultrasónico UCI modo imagen mostrando un hueco en el revestimiento (Amplitud oscura-roja). La interpretación de la imagen tridimensional 3D nos muestra una rajadura en el revestimiento. Cuando se recupero el revestimiento se confirmo la rajadura existente (Pág.90).

Apéndice 14: Muestra el empaque recuperable tipo “FHL” y el permanente tipo “FB-1” así como el elemento sellante G-22 Tubing Locator con unidades de sello utilizado en el sistema de aislamiento con dos empaques (Pág. 91).

Apéndice 15: Muestra la bajada de un empaque recuperable tipo FHL con la herramienta desconectora de empaques tipo “ ON-OFF” (Pág.92)

APENDICE 1: HERRAMIENTAS PARA CALIBRAR REVESTIMIENTOS



RCIB



Scrapper



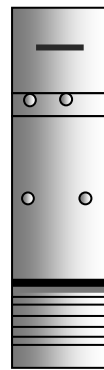
Hydraulic Jar



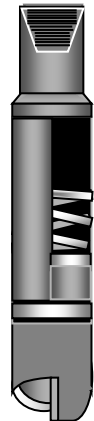
Water Melon



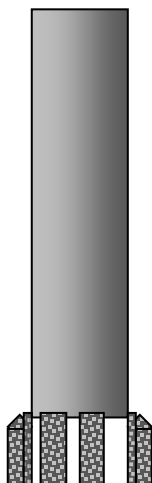
String Mill



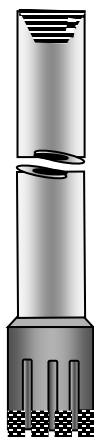
WashPipe



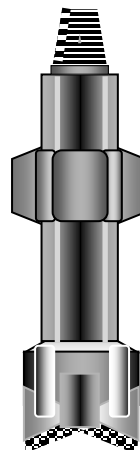
Over Shot



Burning Shoe



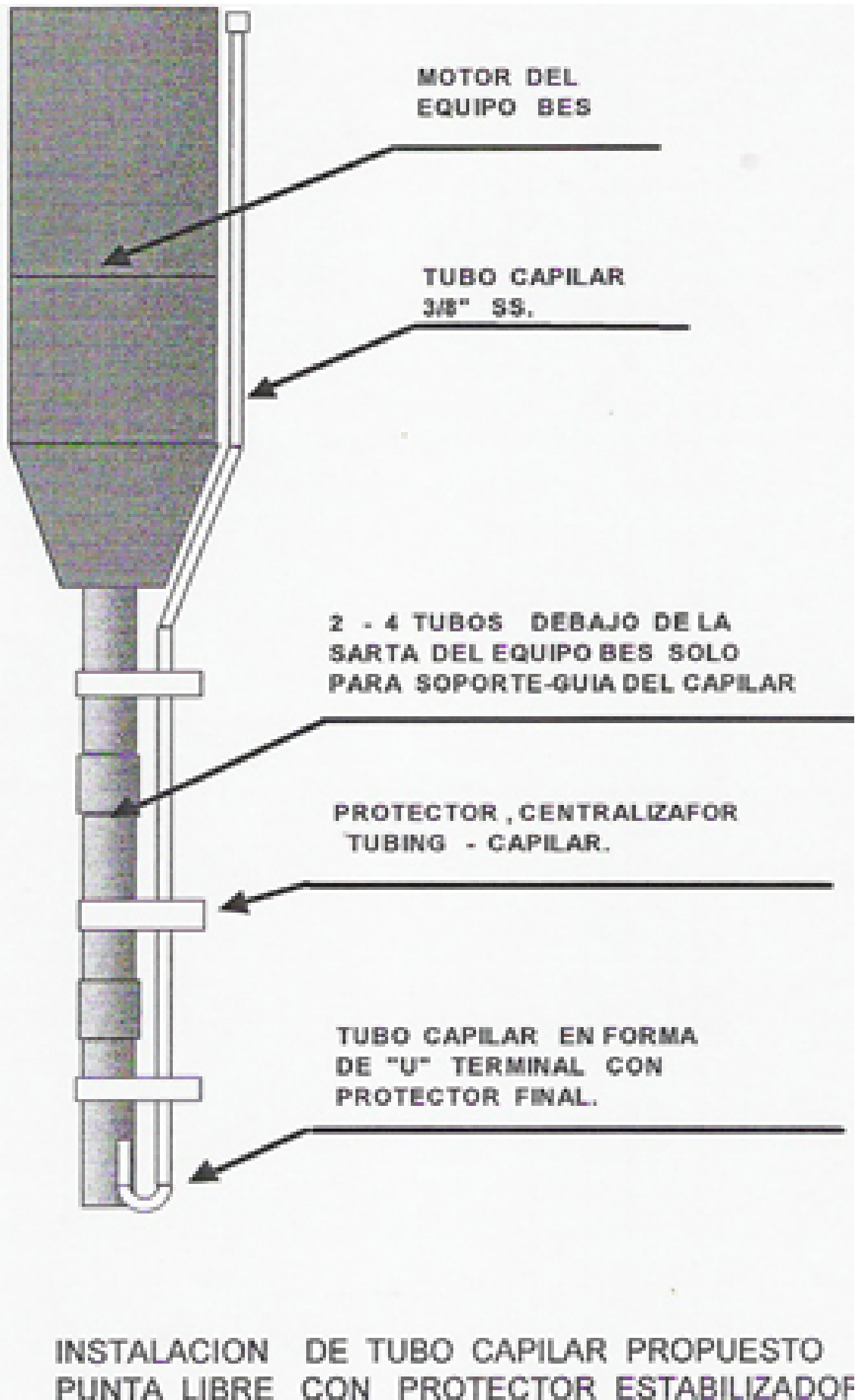
Zapato rotatorio



Junk Mill



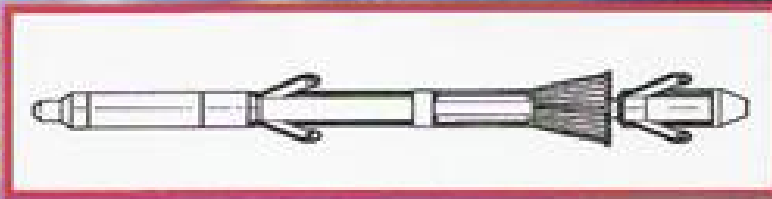
Taper Mill



APENDICE 3

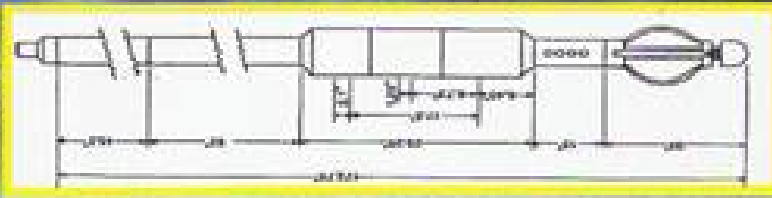
CLASES DE HERRAMIENTAS

MECANICAS



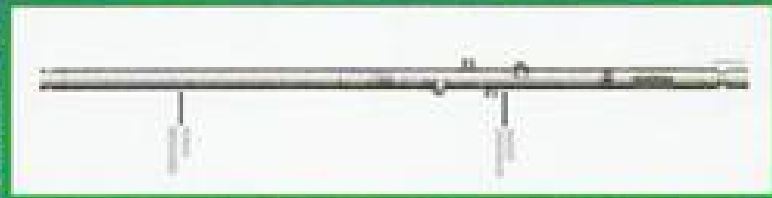
AÑO: 1983 - 1992
50% EFECTIVIDAD

ELECTROMAGNETICAS



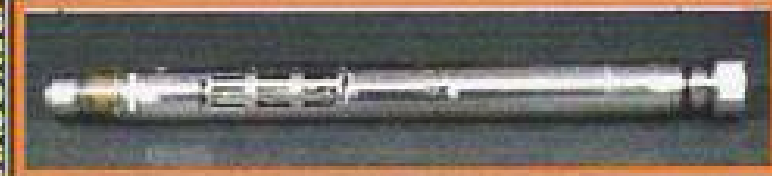
AÑO: 1991 - 1996
75% EFECTIVIDAD

SONICAS

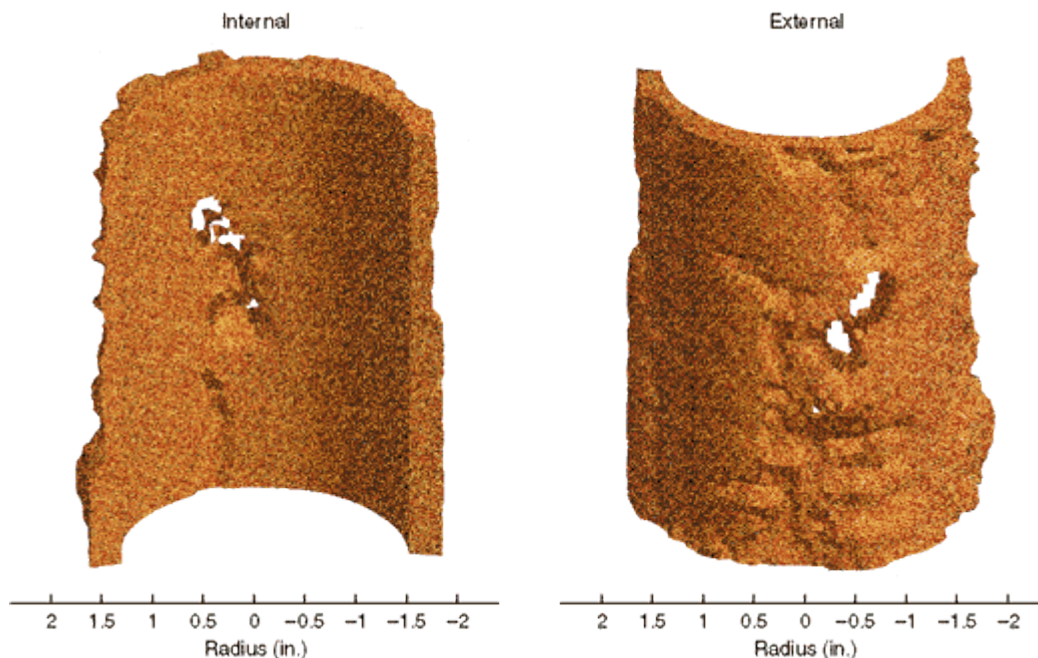
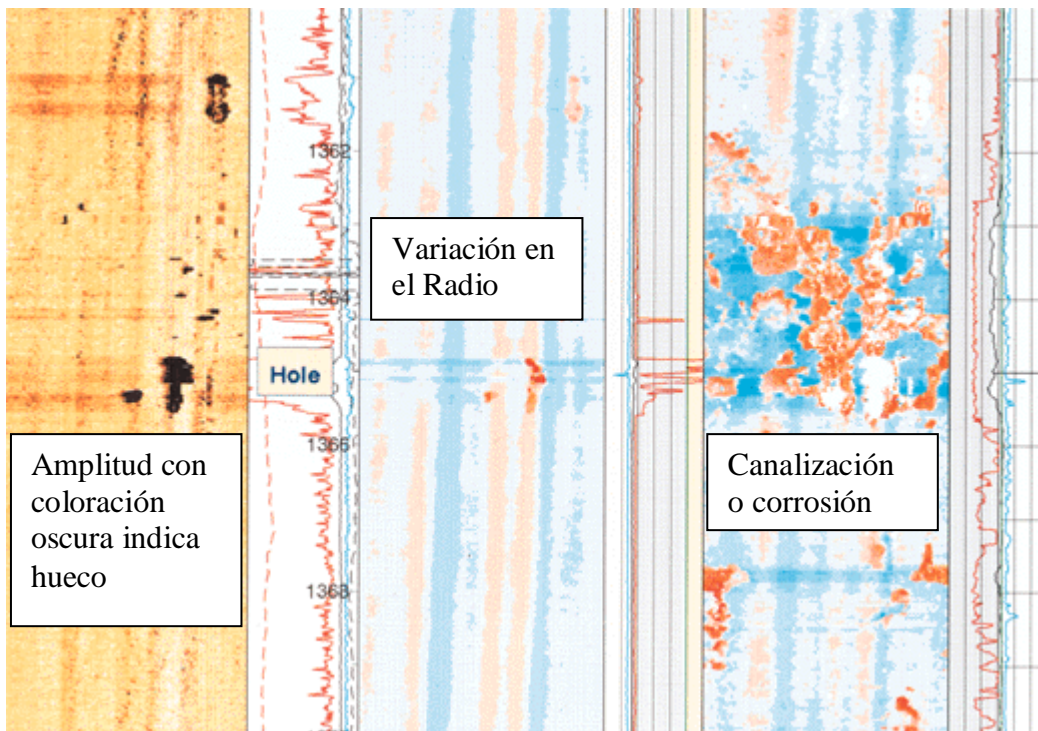


AÑO: 1994 - 1998
83% EFECTIVIDAD

ULTRASONICAS

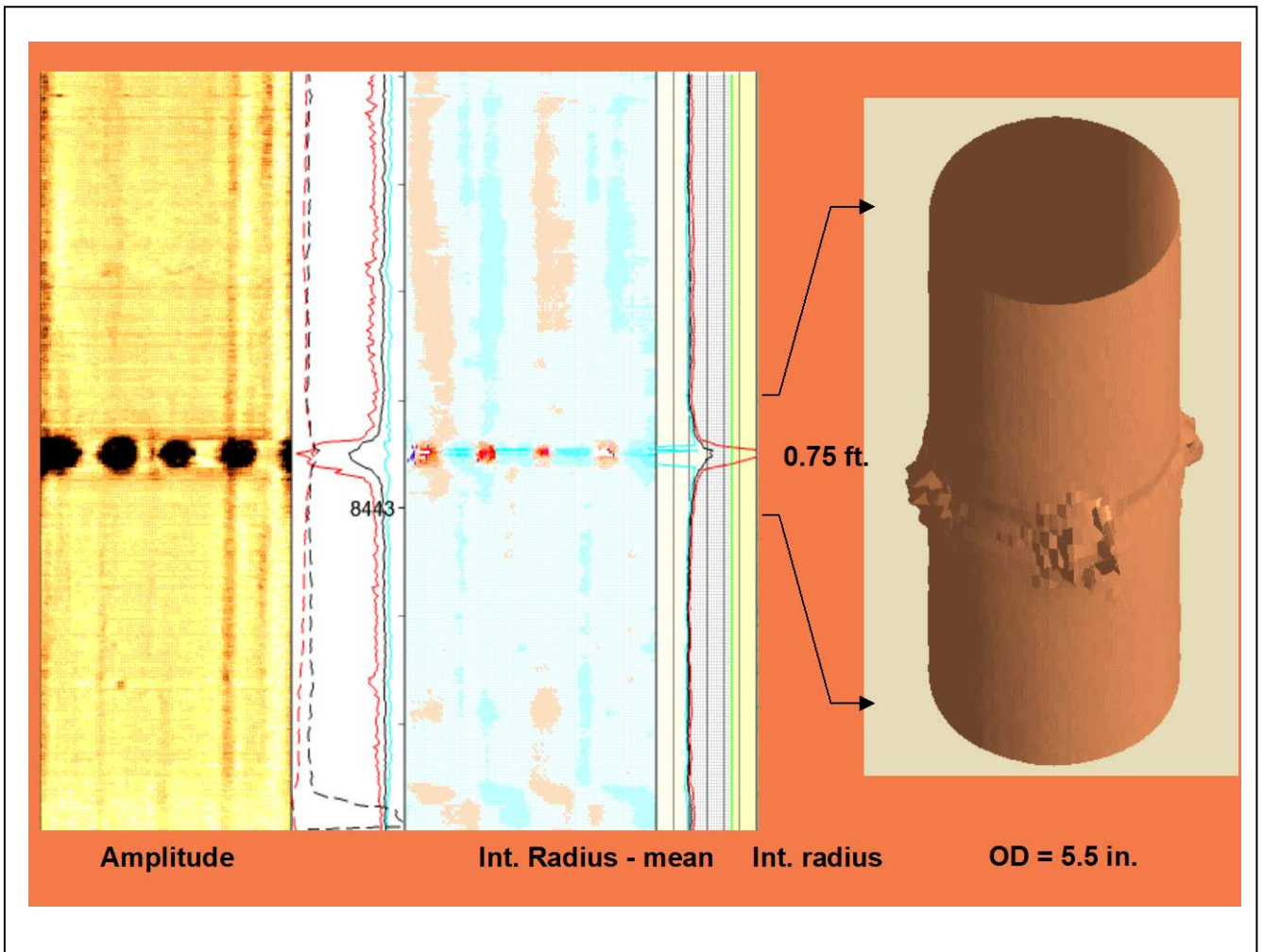


AÑO: 1996 - 2000
95% EFECTIVIDAD



APENDICE 4: El registro Ultrasonico de corrosión modo imagen (UCI) muestra la tubería con un hueco (Amplitud oscura) y canalización o corrosión externa en la zona de espesor de tubería, así como la imagen de Radio interior muestra variaciones bruscas en su dimensión lo que hace interpretar como hueco en el revestimiento. En la imagen tridimensional se visualiza el hueco y la canalización existente .

APENDICE 5: El registro de Corrosión modo Imagen Ultrasónico (UCI) muestra los huecos del punzado efectuado en el revestimiento de 5 ½" OD. La vista en tercera dimensión (3D) muestra el revestimiento con los huecos del punzado. En la zona de amplitud (escala de colores) los colores oscuros (baja amplitud) indican los huecos efectuados por las balas. El radio interno sufre un incremento.



APENDICE 6 : DESCRIPCION DEL ENSAMBLAJE DE UN "SHORT TIE BACK" Y LA HERRAMIENTA DE ASENTADO " SETTING TOOL"

SHORT TIE BACK

Operación _____
 Bloq. _____
 Localidad _____
 Número _____
 Fecha _____
 Representante _____
 Rep. BOT _____

Well Data

Casing Size	8 5/8" 44 PPF BTB		
Casing Data	8.215 In. ID	8.1543 MM/T	0.198 LFPB
Liner Size	1" OD	28 Lbs/T	NH8 BTC
Liner Data	In. ID	MM/T	LFPB
Work String			
Capacity	In. ID	Bbls/t	LFPB
Well Fluid Type	Viscign	Buoyancy Factor	
1" TOL Existent	ft	m	
1" TOL New	ft	m	
Liner Total Leng	ft	m	

Cement Volumen

8 5/8 PPF Cement	bbl
Shoe Track Cap.	bbl
Total Cement Vol.	bbl

Displacement Volumen

D. Pipe Capacity	bbl
Liner Capacity	bbl
Displacement Vol.	bbl

SHORT TIE BACK ASSEMBLY

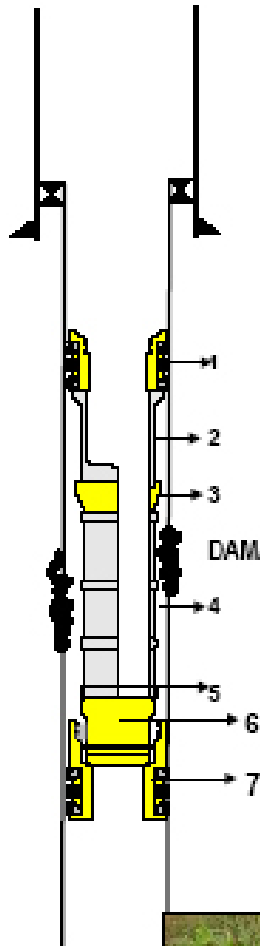
Item	Prod.(mbs)	Long.	OD	ID	Description
Liner Top					
1		252	8.258	6.258	Tie Back Setting Sleeve 7x8.68" Butt Box Down
2		882	1.358	6.888	"RS" Nipple 8.188" ID 7" Butt Pin Up x Box Down
3		188	8.215	6.258	"H8 C" Liner Hanger 7" x 8.6/8" 47-43.6 PPF
4		124	1.258	6.258	Xover 1" Neum Box x 1" BTC Pin
5		7	1"	6.884	1" x 28 Lbs/T x NH8 x BTC Pin x Box (extension length)
6			1"		7" Landing Collar With Caliber ball
7			1"	6.884	1 Cog 1" x 28 Lbs/T x NH8 x BTC Pin x Box
8			1"		7" Float Collar
9			1"	6.884	1 Cog 1" x 28 Lbs/T x NH8 x BTC Pin x Box
10			1"	6.884	7" Pup Joint With 4 lateral hole
11			1"	6.884	7" Tie Back Slip joint with 8 unit Beals)

Running Tools

Item	Prod.(mbs)	Long.	OD	ID	Description
1		828	1088	8.888	Pump Down Plug
2		7	2.588		Drill Pipe
3		882	2.588	2.882	Xover 1.1/2" F Box x 4.12" F Pin
4		285	4.588	3.888	Lift Nipple 4.1/2" OD NC 58/78 S. E.
5		888	8.288	4.588	Junk Cover 7.1 x 8.6" Setting Sleeve
6		128	1.288	2.888	HR Setting Tool NCS# Up 2.1A" Down 28 # pol Shear
7		882	6.881	3.258	RS Stalling Box 6.881" OD
8		588	2.258	2.588	Slick Stinger 2 1/8" OD x 8 ft
9		7			Pup Joint 2.1A" BUE Pin x Pin
10		7	4888	2.588	Down Hole Sizer 2.1A" EUE Box Up
11		828	6.884	2.288	Liner Wiper Plug 7.45" Liner 8 5/8 PPF

TIPICO ENSAMBLAJE DE SCAB LINER CON "FB-1" Y "FAB-1" PKR

7" SCAB LINER ASSEMBLY



- 1.- UPPER PACKER "FB-1" SIZE 80-40 WITH "B" GUIDE
- 2.- SEAL BORE EXTENSION ± 10 FT
- 3.- BOTTOM SUB SIZE 80-40 x 4 1/2" EUE PIN
- 4.- TUBING 4 1/2" x 13.5 Lb/ft EUE (With enough length)
- 5.- CROSSOVER 4 1/2" EUE Box x 4 1/2" New Vam pin
- 6.- "KBH-22" ANCHOR Tbg SEAL NIPPLE x 4 1/2" NEW VAM Box
- 7.- LOWER PACKER "FAB-1" SIZE 85FA47

APENDICE 7



APENDICE 8 : DESCRIPCION DEL ENSAMBLAJE DE UN "LINER HANGER" Y LA HERRAMIENTA DE SENTADO "SETTING TOOL"

Liner Hanger

Operadora	
Block	
Location	
Numero	
Fecha	
Representante	
Rep. BOT	

Well Data			
Casing Size	9.56" 40 PPF BTTS		
Casing Data	8.835 in. ID	0.07583 bot/ft	
Liner Size	7" OD	29 Lbs/ft	N-80 BTC
Liner Data		in. ID	bot/ft
Work String			LFFB
Capacity		in. ID	Bot/ft
Well Fluid Type	Ubigh		Boyanancy Factor
7" TCL Existent	#		m
7" TCL New	#		m
Liner Total Leng	#		m

Cement Volumen	
15.6 PPG Cement	bbbl
Shoe Track Cap.	bbbl
Total Cement Vol.	bbbl

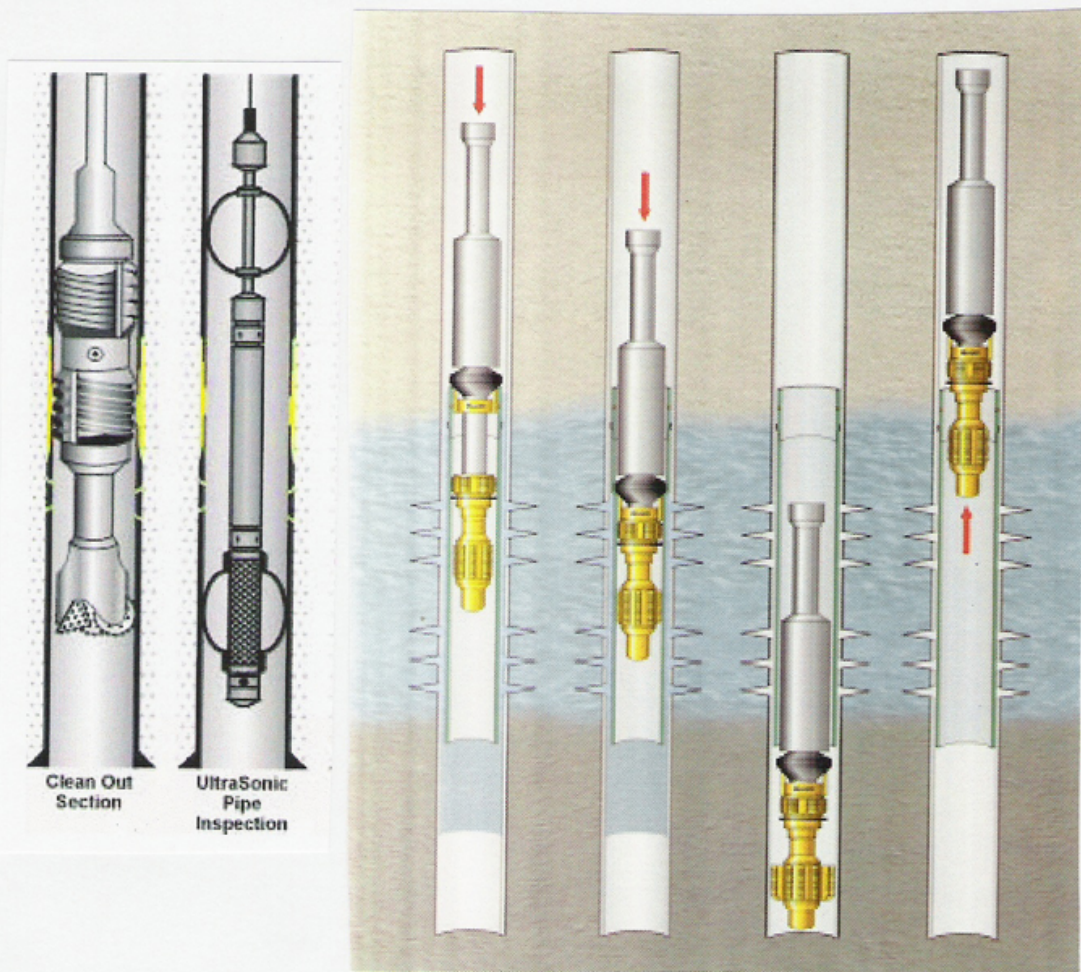
Displacement Volumen	
D. Pipe Capacity	bbbl
Liner Capacity	bbbl
Displacement Vol.	bbbl

Liner Hanger Assembly					
Item	Prof. (mts)	Long.	OD	ID	Description
					Liner Top
1		2.53	8.250	6.250	Tie Back Setting Sleeve 7x9.56" Butt Box Down
2		0.82	7.750	6.198	"RS" Nipple 5.188" ID 7" Butt Pin Up x Box Down
3		1.98	8.375	6.250	"HMC" Liner Hanger 7" x 9.56" 47-53.5 PPF
4		1.34	7.250	6.250	Kover 7" Nrim Box x 7" BTC Pin
5		?	7"	6.184	7" x 29 Lb/ft x N-80 x BTC Pin x Box
6			7"		7" landing Collar
7			7"	6.184	1 Cag 7" x 29 Lb/ft x N-80 x BTC Pin x Box
8			7"		7" Float Collar
9			7"	6.184	1 Cag 7" x 29 Lb/ft x N-80 x BTC Pin x Box
10			7"		7" Guide Shoe

Running Tools					
Item	Prof. (mts)	Long.	OD	ID	Description
1		0.30	1.800	0.000	Pump Down Plug
2		?	3.500		Drill Pipe
2		0.32	3.500	2.992	Kover 3.10" IF Box x 4.10" IF Pin
3		2.95	4.500	3.000	Lift Nipple 4.10" OD NC 50 / 9.5 ft.
4		0.00	8.200	4.500	Junk Cover 5.7 x 9.5/8" Setting Sleeve
5		1.20	7.380	2.468	HR Setting Tool NC50 Up 2.78" Down 2200 psi Shear
6		0.30	6.187	3.250	RD Stuffing Box 6.188" OD
7		5.06	3.250	2.500	Slick Stinger 2.78" OD x 10 ft.
8		?			Pup Joint 2.78" EUE Pin x Pin
9		?	4.000	2.500	Down Hole Seivel 2.78" EUE Box Up
10		0.30	6.184	2.200	Liner Wlper Plug 5.4.5" Liner 12.6 PPF

PROCEDIMIENTO DE CASING EXPATCH (TUBULAR EXPANDIBLE)

- 1.-Acondicionamiento y calibración del forro
- 2.-Inspeccion con registro ultrasonico
- 3.-Bajada del sistema tubular expandible
- 4.-Activacion del sistema de expansión a la profundidad recomendada
- 5.-Repetir el ciclo para completar la expansión de todo el sistema tubular.
- 6.-Sacar la herramienta expansora.



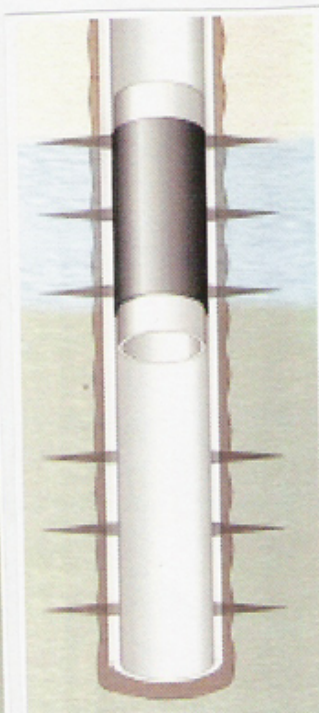
APENDICE 9 : MUESTRA EL PROCEDIMIENTO A SEGUIR DESDE EL MOMENTO DE CALIBRACION DEL FORRO HASTA LA RETIRADA DE LA HERRAMIENTA DE ASENTADO DEL TUBULAR EXPANDIBLE (CASING EXPATCH)

APENDICE 10:

MUESTRA LAS APLICACIONES MÁS COMUNES DEL SISTEMA DE AISLAMIENTO DE FORROS CORROIDOS O ZONAS ACUIFERAS EMPLEANDO TUBULARES EXPANDIBLES (CASING EXPATCH).



REPARACION DE FORRO CORROIDO

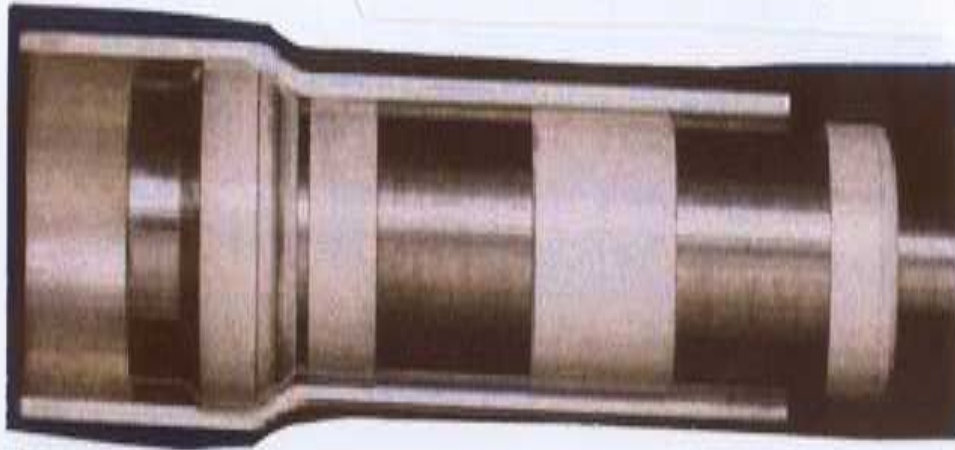


AISLAMIENTO DE ZONA ACUIFERA



REPARACION DE FORRO PARTIDO

CONO DE EXPANSION USADO PARA EXPANDIR TUBERIAS



TUBULARES
EXPANDIBLES



APENDICE 11: Muestra el cono de expansion que se emplea para la expansión de los tubulares expandibles (Casing Expatch)

Características Sistema EXPatch

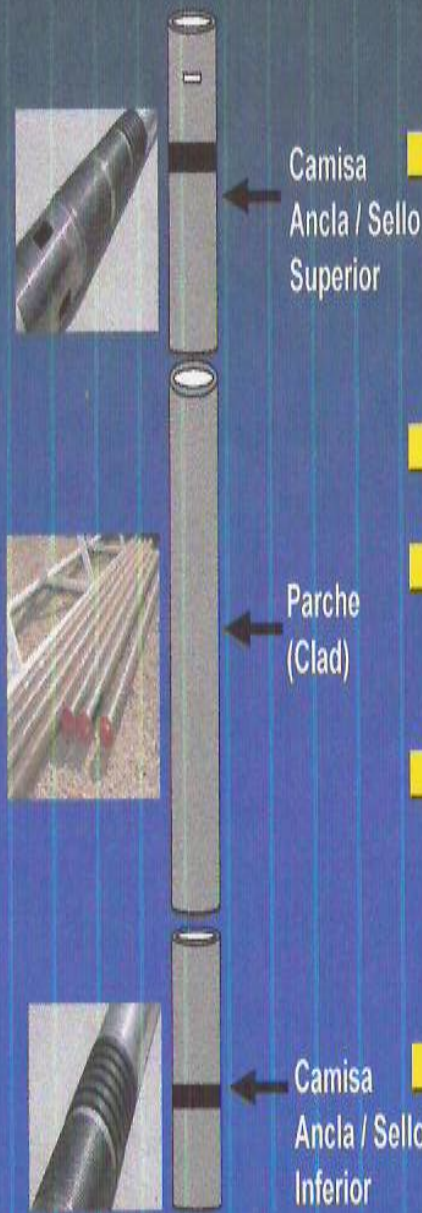
BAKER HUGHES

Baker Oil Tools

ESAMBLAJE DE INSTALACION



ENSAMBLAJE EXPatch



- Expansion de tope a fondo
- LONGITUD ILIMITADA en segmentos 20'
- Carrera de 5'
- Cono de expansion variable
- Instalacion / Expansion en un viaje
- Maximo ID, sin restricciones

APENDICE 13: REGISTRO “UCI” MODO IMAGEN MOSTRANDO UN HUECO EN EL FORRO (COLORACION OSCURA Y ROJA). LA IMAGEN TRIDIMENSIONAL NOS INDICA QUE ES UNA RAJADURA EN EL REVESTIMIENTO. AL SACAR EL FORRO SE CONFIRMO UNA RAJADURA.



IMAGEN DE AMPLITUD DEL RADIO INTERNO INDICA UN HUECO LONGITUDINAL



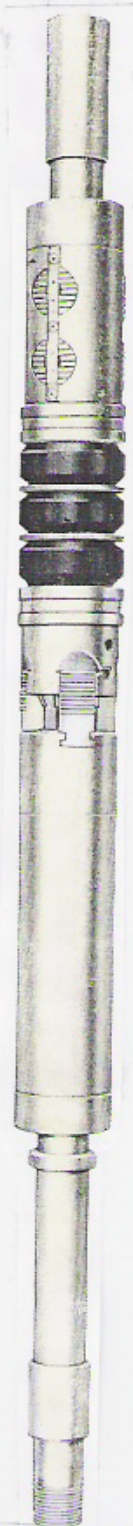
IMAGEN TRIDIMENSIONAL MUESTRA UNA RAJADURA



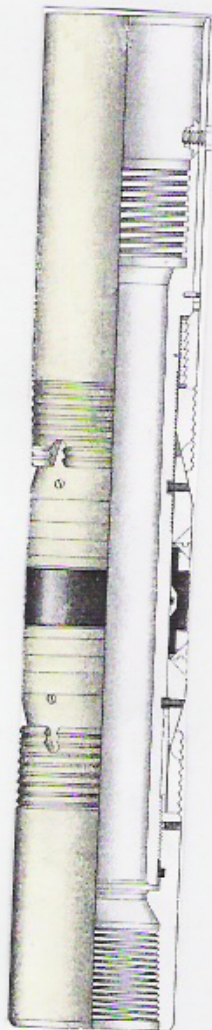
REVESTIMIENTO RECUPERADO MOSTRANDO LA RAJADURA DEL REVESTIMIENTO

APENDICE 14:

MUESTRA LOS EMPAQUES RECUPERABLES TIPO "FHL", EMPAQUES PERMANENTES TIPO "FB-1", ASI COMO EL ELEMENTO SELLANTE "G-22 TUBING LOCATOR" CON UNIDADES DE SELLO.



**EMPAQUE RECUPERABLE
HIDRAULICO TIPO FHL**

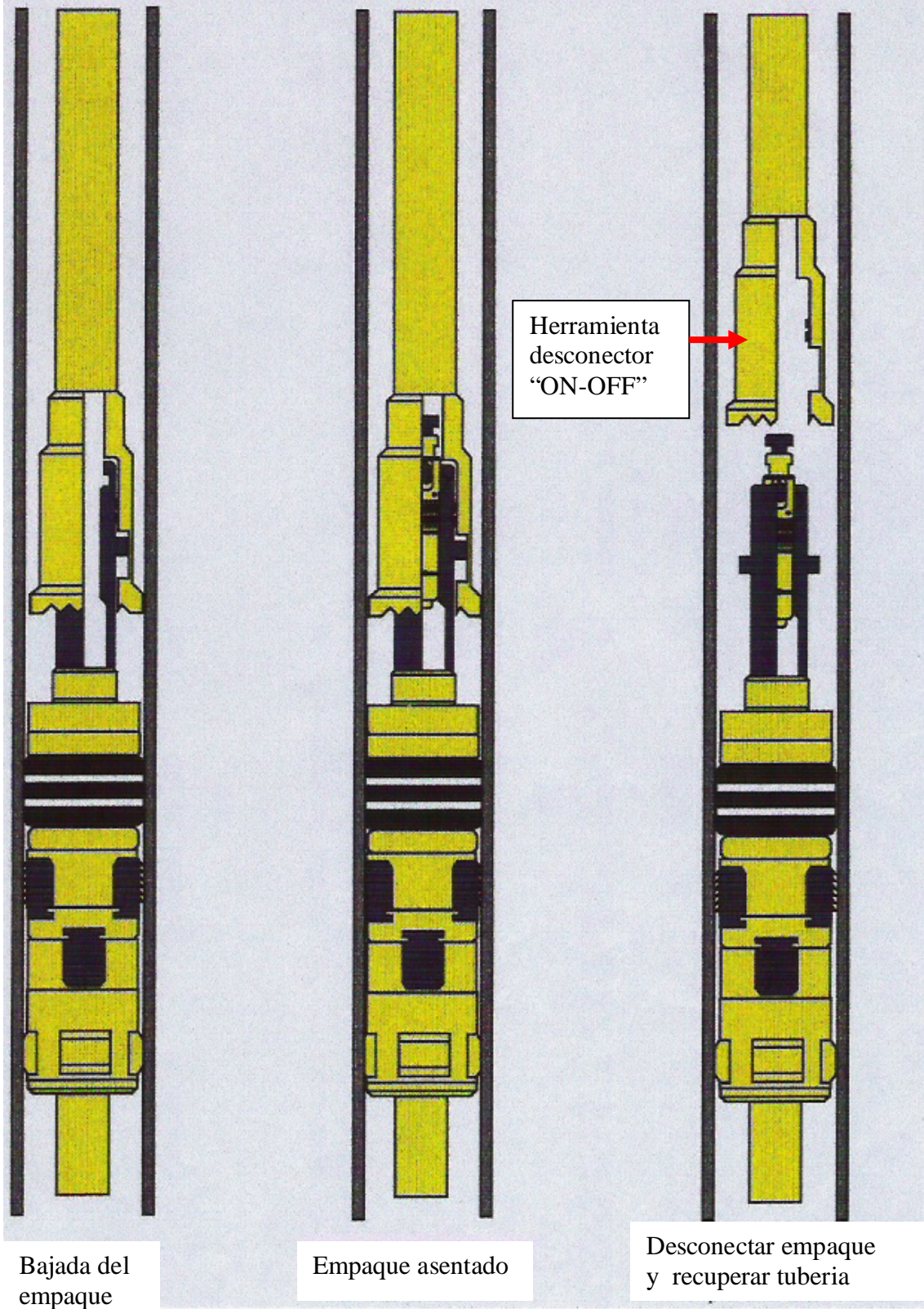


**EMPAQUE PERMANENTE
TIPO "FB-1"**



**ELEMENTO SELLANTE
"G-22" TUBING LOCATOR
(ENCHUFA AL EMPAQUE
"FB-1")**

APENDICE 15: BAJADA DE UN EMPAQUE RECUPERABLE TIPO "FHL" CON HERRAMIENTA DESCONECTOR "ON-OFF"





UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO

Av. Túpac Amaru N° 210 - Rímac Apartado 1301 Telefax: 481-2553 Cables UNI Lima - Perú



ACTA DE SUSTENTACION PROFESIONAL

En la Universidad Nacional de Ingeniería de la ciudad de Lima, siendo las 12:00 horas del día Jueves 11 de Noviembre del año Dos Mil Cuatro, se reunieron en la Sala de Sesiones de la Facultad de Ingeniería de Petróleo, bajo la Presidencia del Profesor, Ingeniero LUIS DEL CASTILLO RODRIGUEZ, Ing. EDGARD ARGUME CHAVEZ, quienes actuaron como jurados; y el Ing. HUGO MELGAR LAZO, como Asesor-Jurado respectivamente, para proceder a tomar Examen de Titulación por Actualización de Conocimientos Profesional que le permita acceder al TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO DE PETROLEO.

Del señor Bachiller **ABELARDO MALPICA VELIZ**
 Con código UNI No. 680790-E

Promoción 1973-1

Quien presentó el trabajo titulado **"PROBLEMAS DE CORROSION EN POZOS DE PETROLEO Y SU SOLUCION"**

Los señores miembros de Jurado replicaron al sustentante, y terminada la réplica, después de debatir entre sí, reservada y libremente lo declararon :

APROBADO CON EXCELENCIA.....con la nota DIECINUEVE (19).....
 (Aprobar o Desaprobar)

A continuación el Presidente del Jurado hizo saber al interesado el resultado del Examen, con lo cual se dio por terminado el acto, levantándose la presente acta por triplicado, la misma que fue suscrita por los que en ello intervinieron.

Ing. LUIS DEL CASTILLO RODRIGUEZ
 Presidente de Jurado

Ing. EDGARD ARGUME CHAVEZ
 Jurado

Ing. HUGO MELGAR LAZO
 Asesor - Jurado

Escala:
 13 Desaprobado
 14 á 15 Aprobado
 16 á 18 Aprobado con Distinción
 19 á 20 Aprobado con Excelencia

/SRL